



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE ECONOMIA

**BENEFICIOS OBTENIDOS DE LA GENERACIÓN
DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN PEMEX REFINACIÓN
DURANTE 2003 POR MEDIO DEL CONVENIO
SWAP**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER ÉL TITULO DE
LICENCIADO EN ECONOMIA**

**P R E S E N T A :
ANTONIETA MARTINEZ JIMÉNEZ**

**DIRECTOR DE TESIS
ING. ALEJANDRO AUGUSTO PEREZ PASCUAL**



CIUDAD UNIVERSITARIA.

NOVIEMBRE DE 2009



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

AGRADECIMIENTOS

A ese ser todopoderoso llamado Dios, que siempre ha estado conmigo en los momentos más difíciles de mi vida, cuando me sentía muy sola y sin ayuda de nadie, por no abandonarme y brindarme la protección necesaria para que no me pasara nada, quiero decirle que me siento bendecida ya que considero que soy una de sus hijas predilectas porque siempre me lo ha demostrado.

A mis padres: quienes me regalaron el don maravilloso de la vida.

A mi mamá Vale, que más que madre de sangre siempre ha sido mi mamá del alma, probablemente sin ella hoy no estaría en este mundo, gracias por brindarme su ayuda y comprensión, ella me enseñó que en la vida hay que luchar para alcanzar lo que uno desea y también quiero decirle que la admiro y la amo con todo mi corazón y que esta vida nunca me alcanzara para agradecerle todo lo que hizo por mi.

A mi esposo Peter (*mi ángel guardián*), quien siempre me ha apoyado en todos los proyectos que he emprendido y me ha brindado su ayuda cuando he necesitado de él, por todos los maravillosos años en que hemos estado juntos, con sus altas y sus bajas y por aguantarme tarea no muy fácil para él, por ser un ser humano maravilloso que me mando diosito para cuidarme y a quien amo con todo mi corazón.

A mi hijo Eric (el regalo más maravilloso que me dio la vida) ya que él es el motor que me impulsa para seguir luchando cada día y ser mejor, quiero decirle que lo amo con todo mi corazón, asimismo pedirle perdón por los momentos en que me necesitaba y no pude estar con él, pero creo que esos sacrificios han valido la pena.

A mis hermanos en especial a Marco Antonio y a Mounse a quienes amo con todo mi corazón, gracias por todo el apoyo que siempre me han brindado y sobre todo por el cariño tan inmenso que existe entre nosotros, a Nancy y Álvaro a quienes las circunstancias de la vida nos ha mantenido alejados pero hoy nos hemos reencontrado. A Marisol gracias hermanita por ser como eres y deseo que Dios te bendiga para que salgas adelante.

A mis suegros Valentito y Carmelita, que han sido como mis padres, gracias por aceptarme en su maravillosa familia y por brindarme el cariño y protección que ustedes saben muy bien me hacia mucha falta, los amo.

A Mis Cuñados, que siempre me brindaron su apoyo; en especial a Jorge y su esposa Lety, que han sido como mis hermanos.

A mis amigos, en especial a Lupita, Sulema, Yola, Teresita, Sandy, Liz, Mary, Dra. Caballero, Marthita, Lic. Chelo y a la Lic. Roció, gracias por ser tan maravillosas conmigo y por su apoyo incondicional.

Finalmente gracias a todos mis amigos de generación Ivonne, Diego, Efraín, Darío, Irma y Rodolfo a quienes debo en gran medida éste logro ya que siempre me animaron a realizarlo.

INDICE

INTRODUCCIÓN	1
JUSTIFICACIÓN	4
OBJETIVOS	7
CAPITULOS:	
1. El Sector Eléctrico en México	
1.1 Marco Histórico	8
1.2 Situación del Sector Eléctrico en México.	13
1.3 Perspectivas de las tarifas eléctricas industriales.	16
2. Convenio SWAP	
2.1 Problemática de Pemex Refinación el la Producción de Energía	19
2.2 Alternativas para la generación de energía eléctrica en Pemex Refinación	21
2.3 Antecedentes del Convenio SWAP	23
2.4 Descripción y Beneficios del Convenio SWAP	24
2.4.1 Implicaciones del Esquema de intercambio	25
2.5 Generación de Energía Eléctrica en Pemex Refinación	27
2.6 Beneficios en Pemex Refinación con la aplicación del Convenio SWAP	28
2.6.1 Parámetros a controlar en la energía eléctrica y distintos métodos de medición de la energía eléctrica	37
2.7 Condiciones de generación de energía eléctrica en Pemex Refinación durante el Convenio SWAP	43
3. Marco Legal y Reglamentación para Cogeneración	
3.1 Concepto de cogeneración	45
3.2 Beneficios de la Cogeneración	46
3.3 Marco Legal	47
3.3.1 Resumen de la Reglamentación	48

3.4	Reformas para fomentar la competencia en el Sector Eléctrico	49
3.4.1	Propuesta de Reforma Estructural de la Industria Eléctrica del país sustentada por la Administración Pública Federal 1994-2000	50
3.5	Propuesta para la Reforma Eléctrica	51
3.6	Iniciativa con Proyecto de Decreto que Reforma y Adiciona diversas Disposiciones y Ordenamientos relacionados con el Sector Eléctrico	51
4.	Proyecto de Cogeneración de Energía Eléctrica a futuro en Pemex Refinación	
4.1	Situación hasta 2006 de la cogeneración en México	55
4.2	El mercado mexicano	57
4.3	Demanda de energía eléctrica a futuro	59
4.4	Potencial Nacional de Cogeneración	60
4.5	Condiciones en Pemex Refinación para Cogeneración	62
4.6	Potencial de Cogeneración en las 6 Refinerías	64
4.7	Desarrollo de Proyectos de Cogeneración en Pemex Refinación	65
4.8	Conclusiones de la cogeneración en Refinerías	68
	CONCLUSIONES	69
	NOTA FINAL	72
	GLOSARIO DE TERMINOS	75
	BIBLIOGRAFÍA	77

INTRODUCCIÓN

A consecuencia de la sequía ocurrida en las principales cuencas hidroeléctricas durante los años 2001 y 2002 la Comisión Federal de Electricidad (CFE) manifestó que existía una emergencia para cubrir el suministro público de energía eléctrica motivada por el déficit en su disponibilidad.

En razón de ello mediante Acuerdo 02-XXIX-2, de fecha 27 de noviembre de 2002, la Comisión Intersectorial de Gasto Financiamiento emitió su opinión favorable para la instrumentación de un Programa Emergente que entre otras acciones consistió en adquirir la mayor cantidad de energía eléctrica que pudieran disponer de Petróleos Mexicanos y otros generadores.

Debido a lo anterior y por instrucciones de la Junta de Gobierno de la CFE, se constituyó un grupo de trabajo conformado por representantes de las Secretarías de Energía, de la Contraloría de Desarrollo Administrativo, de Hacienda y Crédito Público, así como de Petróleos Mexicanos y la CFE, en el que se acordó que el esquema de pago por la energía que se entregará a la CFE sería el de "SWAPS"¹ de energía eléctrica, consistente en que por cada unidad de energía eléctrica proporcionada por PEMEX, (Organismos Subsidiarios y empresas filiales petroquímicas) a la CFE a "título de excedentes de producción externa" de energía, generada al amparo de los permisos otorgados por la Comisión Reguladora de Energía a los Organismos Subsidiarios de Petróleos Mexicanos y empresas filiales petroquímicas, la CFE entregaría una unidad equivalente de energía eléctrica a "título de suministro del servicio público" a PEMEX (Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y empresas filiales Petroquímicas), ambas entregas de energía se efectuarían recíprocamente como pagos en especie.

A principios de 2003 PEMEX autogeneraba más del 80% de la energía eléctrica que consumía, el restante lo compraba a la CFE, con la firma del Convenio una parte de la autogeneración se entregó a la CFE para posteriormente enviarse a centros de consumo de PEMEX (porteo²) y a otros usuarios de la CFE (venta de excedentes).

Eso implicó, como se verá más adelante que el beneficio para Pemex con la aplicación de éste nuevo esquema de "porteo", consistió en aprovechar la capacidad instalada de generación de potencia disponible en diferentes centros y a sustituir así compras de fluido eléctrico a la CFE, a la tarifa mensual de alta tensión (modalidades HS³ y HT⁴).

- 1.- Un SWAP, o permuta financiera, es un contrato por el cual dos partes se comprometen a intercambiar una serie de cantidades de dinero en fechas futuras. Normalmente los intercambios de dinero futuros están referenciados a tipos de interés, llamándose IRS (Interest Rate SWAP) aunque de forma más genérica se puede considerar un SWAP cualquier intercambio futuro de bienes o servicios (entre ellos el dinero) referenciado a cualquier variable observable. Un SWAP se considera un instrumento derivado.
- 2.- El porteo es la transmisión de energía eléctrica desde un centro generador hasta un centro consumidor remoto a través de la red de CFE, permitiéndole a PEMEX, disminuir las compras externas de energía.
- 3.- Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel sub transmisión.
- 4.- Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión.

En el Capítulo I, se presenta el marco histórico de la nacionalización de la Industria Eléctrica, el cual se llevo a cabo como una garantía de la función del Estado protector, ya que éste tenía la obligación de beneficiar a toda la sociedad avalando y conduciendo el servicio público ya que en términos generales debía entenderse que sólo a la nación correspondía; generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer la energía eléctrica.

Asimismo, se muestra la situación actual del Sector Eléctrico Mexicano y se hace un análisis de la prospectiva de las tarifas eléctricas industriales en el que se ve la importancia de dichas tarifas.

En el Capítulo II se analiza el Convenio SWAP de energía eléctrica celebrado de febrero a diciembre de 2003 entre Pemex Refinación y la CFE, éste Convenio no pretendió ser un mecanismo para obtener mayores recursos económicos para PEMEX, sino para superar el riesgo de una emergencia eléctrica por escasez de recursos hidráulicos. Su fundamento legal es el artículo 150 del Reglamento de la Ley del Servicio Público, que establece excepciones a la regla de adquirir la energía de menor costo total a corto plazo.

El beneficio para Pemex con la aplicación de este nuevo esquema de "Porteo", consistió en aprovechar la capacidad instalada de generación de potencia disponible en diferentes centros y sustituir así compras de fluido eléctrico a la CFE. Con dicho Convenio Pemex Refinación obtuvo significativos beneficios económicos ya que éste Organismo Subsidiario de Petróleos Mexicanos realizó un uso intensivo de este nuevo esquema contractual.

En el Capítulo III se presentan el Marco Legal y la Reglamentación para Cogeneración⁵ y las diversas modificaciones que ha sufrido La Ley Eléctrica, como la de 1992 con el entonces presidente Carlos Salinas de Gortari que modificó la Ley Eléctrica que existía desde 1975, creando la Comisión Reguladora de Energía que en esos años funcionaba como Órgano consultivo de la Secretaría de Energía, posteriormente en 1995 el presidente Ernesto Zedillo Ponce de León promulgó la ley que la convertiría en la actual Comisión Reguladora de Energía.

También, se exhiben las diversas Reformas que se han propuesto para fomentar la competencia del sector eléctrico mexicano y la justificación para la conveniencia de la participación de empresas Paraestatales, como es el caso de PEMEX, en la generación de energía eléctrica para el autoabastecimiento y en caso de generar excedentes de energía poder suministrarlo al servicio público.

En el capítulo IV se analiza la posibilidad de que Pemex Refinación genere energía eléctrica a futuro, ya que Petróleos Mexicanos tiene un potencial para cogenerar energía eléctrica superior a los 4;000 megawatts⁶ y el 88% de este potencial de energía corresponde a Pemex Refinación.

5.- La cogeneración es el procedimiento mediante el cual se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil (vapor, agua caliente sanitaria, hielo, agua fría, aire frío, por ejemplo).

6.- Megawatt igual a un millón de watts.

Además en este Organismo Subsidiario es factible utilizar los productos residuales (líquidos y sólidos) de las refinerías como combustibles para los sistemas de cogeneración, lo que contribuiría a incrementar la eficiencia energética, reducir costos y liberar gas natural y diesel para otros usos.

Con lo antes expuesto, se puede observar que la cogeneración de energía eléctrica en Pemex Refinación no sólo cubriría las necesidades de vapor y energía eléctrica de la empresa, sino que los excedentes (más de 2,500 megawatts) podrían venderse a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), ya que actualmente la empresa satisface sus necesidades de vapor y genera 86% de la energía eléctrica para su autoabastecimiento, pero 14% de la energía que requiere se la compra a la CFE a un costo anual superior a los 1,300 millones de pesos, además de ello, la cogeneración en la paraestatal disminuiría la presión sobre el uso del gas natural ya que el consumo de éste en los procesos de Pemex Refinación correspondió al 20% de las importaciones en 2004.

JUSTIFICACIÓN

En 1960 el Gobierno Federal Nacionalizó la industria eléctrica en México, y en consecuencia la Constitución fue modificada con el objeto de establecer las reglas básicas que hasta la fecha continúan vigentes, y que establecen el derecho exclusivo de la Nación para generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. Las actividades del servicio público de energía eléctrica son llevadas a cabo por dos organismos descentralizados del Gobierno; la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y lo que era Luz y Fuerza del Centro (LFC). La CFE está a cargo del servicio público de energía eléctrica en todo el territorio nacional con excepción del Distrito Federal y una parte del Estado de México y de los estados de Morelos, Hidalgo y Puebla, en donde este servicio era llevado a cabo por LyFC.

Aunado a esto, La Ley del Servicio Público de energía Eléctrica de 1975 ha sido reformada en diversas ocasiones, siendo la última reforma la de 1992, y su reglamento fue promulgado en 1993 con el principal objetivo de atraer inversión privada a diversos sectores de la industria eléctrica. Las reformas de 1992 se refieren básicamente a una serie de actividades que no son consideradas como servicio público de energía eléctrica y que por tal motivo pueden ser llevadas a cabo por entidades privadas. El Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en Materia de Aportaciones de 1998, regula los casos y condiciones bajo los cuales solicitantes del servicio público de energía eléctrica, deben efectuar aportaciones para la realización de obras específicas, ampliación o modificación de las existentes, así como aquellos en los que pueden convenir con el suministrador, el reembolso en energía eléctrica de las aportaciones realizadas, todo esto de conformidad con los contratos modelo aprobados previamente por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Actualmente las actividades económicas que no son consideradas como servicio público y que por lo tanto pueden ser llevadas a cabo por entidades privadas, ya sean mexicanas o extranjeras son:

- (i) Generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción.
- (ii) Generación de energía eléctrica que realicen los productores independientes para su venta a la CFE.
- (iii) La generación de energía eléctrica para su exportación, derivada de la cogeneración, producción independiente y pequeña producción.
- (iv) La importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales destinada al abastecimiento para usos propios, y
- (v) La generación de energía eléctrica destinada a uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica.

Para llevar a cabo las actividades en la sección Actividades Abiertas, es necesario obtener permisos por parte de la Secretaría de Energía a excepción del inciso (v), en cuyo caso los permisionarios de cualquier clase deberán proporcionar, en la medida de sus posibilidades, la energía eléctrica disponible para el servicio público, cuando

por causas de fuerza mayor o caso fortuito el servicio público se interrumpa o restrinja, y únicamente por el lapso que comprenda la interrupción o restricción, y para estos casos, habrá una contraprestación a favor del titular del permiso.

Bajo el punto anterior, Pemex Refinación llevó a cabo un Convenio de colaboración con la CFE para el suministro de energía eléctrica debido a una contingencia, ya que, a consecuencia de la sequía ocurrida en las principales cuencas hidroeléctricas durante los años 2001 y 2002, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) manifestó que existía una emergencia para cubrir el suministro público de energía eléctrica, esto motivado por el déficit en su disponibilidad, por lo que la Comisión Intersectorial de Gasto-Financiamiento emitió su opinión favorable para la instrumentación de un Programa Emergente, que entre otras acciones consistió en adquirir la mayor cantidad posible de excedentes de energía eléctrica que pudieran disponer de Petróleos Mexicanos y otros generadores.

La instrumentación emergente por la contingencia en el desabasto de energía eléctrica a nivel nacional, dio pie a la necesidad de instrumentar un Convenio de generación de energía eléctrica en Petróleos Mexicanos por medio de SWAP de energía eléctrica, el mencionado Convenio se llevó a cabo de febrero a diciembre de 2003.

Para Pemex Refinación llevar a cabo este Convenio de SWAP de energía eléctrica significó un ahorro importante en flujo de efectivo y demostró el alto potencial con el que cuenta este Organismo para el autoabastecimiento y en algunos casos la producción de excedentes los cuales pueden ser canalizados a la red de distribución de la CFE. Es importante recalcar que desde el inicio de sus operaciones PEMEX buscó la autosuficiencia en la generación de energía eléctrica en todas sus instalaciones de proceso por dos razones fundamentales:

1. Falta de disponibilidad de energía eléctrica de la CFE.
2. Poca confiabilidad en la red de distribución del sistema eléctrico nacional.

Esto dio lugar a una cultura de autosuficiencia energética que hoy presenta resistencia al cambio por lo que opera a muy baja eficiencia.

Hoy en día las principales restricciones para que PEMEX sea un generador eficiente de energía son:

- Normatividad presupuestal que califica estos proyectos como PIDIREGAS⁷ de inversión condicionada.

7.- En los años noventa, frente a las restricciones presupuestarias para financiar las inversiones en energía, se diseñó el esquema Pidiregas (Proyectos de infraestructura diferidos en el registro del gasto) a fin de que el gobierno federal pudiera encomendar a la iniciativa privada la realización de las obras mayores en áreas estratégicas del sector energético, sin tener que erogar grandes cantidades en inversión al momento de iniciarse las obras.

Bajo esta modalidad de financiamiento, los proyectos generalmente se asignan por licitación pública para su ejecución. Durante su construcción, los gastos no impactan a las finanzas públicas porque las empresas ganadoras de las licitaciones cubren dichos gastos con recursos provenientes de financiamientos, disponibilidades propias o inventarios. Cuando las obras están concluidas y en condiciones de generar ingresos, los proyectos se entregan a Pemex y una vez que los proyectos entran en operación, se inicia el pago de obligaciones a través de recursos presupuestales. Es decir, en la etapa de operación, cuando se obtienen ingresos, es cuando Pemex inicia el pago presupuestario de las obras construidas, cuyo monto se refleja anualmente en su presupuesto y en el gasto público.

- Marco jurídico que limita a 20 MW la venta de excedentes en proyectos de autoabastecimiento.
- Participación de inversión privada en caso de venta de excedentes.

Además de lo señalado, durante la administración del Convenio SWAP de energía eléctrica se evidenciaron áreas de oportunidad, operativas, técnicas, regulatorias y administrativas en materia eléctrica y de generación de vapor en Pemex Refinación.

Por lo que de existir en Pemex Refinación un proyecto de Cogeneración de energía eléctrica en el futuro, se reducirían los costos de operación por consumo de vapor y de energía eléctrica, maximizando a la vez el valor de los combustibles producidos en Petróleos Mexicanos, además se contaría con generación eléctrica excedente para su venta a la CFE, en este sentido sería importante contar con una propuesta entre las paraestatales señaladas que permita definir, evaluar y seleccionar las iniciativas operativas, técnicas, de inversión, regulatorias, legales y administrativas, necesarias para enfrentar el reto en la cogeneración de energía eléctrica por parte de Pemex Refinación.

Los objetivos de esta propuesta deben ir enfocados a lograr la mayor eficiencia en el suministro de energía eléctrica y vapor, sin poner en riesgo la continuidad de la operación de las cadenas productivas en Pemex Refinación.

Por lo expuesto, el presente trabajo pretende demostrar que la generación de energía eléctrica en Pemex Refinación beneficiaría a este Organismo Subsidiario de Petróleos Mexicanos, así como a la CFE ya que estos beneficios se vieron durante la aplicación del Convenio de SWAP de energía eléctrica que se llevo a cabo en el 2003.

OBJETIVOS

El principal objetivo de este trabajo, es analizar el Convenio de SWAP de energía eléctrica que Pemex Refinación y la CFE llevaron a cabo durante el 2003 debido a una contingencia, demostrando con este Convenio que Pemex Refinación cuenta con capacidad de autoabastecimiento y en algunos centros genera excedentes, los cuales pueden ser aprovechados por la red de distribución de la CFE, por lo que, se considera que Pemex Refinación cuenta con un alto potencial para generar energía eléctrica más barata para la Subsidiaria, ya que actualmente un porcentaje importante de la energía eléctrica que utiliza la adquiere de la CFE aun teniendo la capacidad de generar él mismo esta energía y por lo tanto tener un ahorro importante en flujo de efectivo.

OBJETIVOS PARTICULARES

Los principales objetivos en la aplicación del Convenio de SWAPS de energía eléctrica en Pemex Refinación son los siguientes puntos:

- Impactar en resultados y disponibilidad presupuestal.
- Incentivar a Pemex a lograr la autosuficiencia eléctrica.
- Reducir los costos de generación eléctrica en los productores, al aumentar el factor de planta.
- Aprovechar la capacidad excedente instalada en otros centros de Pemex.
- Aprovechar los activos de la CFE de transmisión y distribución de energía eléctrica.
- Optimizar en la administración del consumo de energía eléctrica.

Además de lo señalado, el beneficio para Pemex Refinación con la aplicación de este nuevo esquema de "Porteo", consistió en aprovechar la capacidad instalada de generación de potencia disponible en diferentes centros, y sustituir así compras de fluido eléctrico a la CFE, a la tarifa mensual de alta tensión (modalidades HS y HT). Al autoabastecerse de esta forma Pemex tuvo un importante ahorro en flujo de efectivo, el cual se analizará durante el desarrollo de este trabajo.

HIPÓTESIS

Los convenios para la generación de energía eléctrica por parte de Pemex Refinación son benéficos para este Organismo Subsidiario debido a los ahorros en flujo de efectivo que estos generan.

CAPÍTULO 1

EL SECTOR ELÉCTRICO EN MÉXICO

1.1.- Marco histórico:

La red eléctrica nacional surgió en 1879, cuando en la ciudad de León, Guanajuato, se instaló "La Americana", industria textil que mantuvo una planta de generación eléctrica. En 1881, la compañía Knight instaló las primeras lámparas incandescentes en la ciudad de México; al final de esa década se habían instalado 300 lámparas de este tipo.

En 1889 se inauguró la primera planta hidroeléctrica con capacidad de generación de 22 KW en Batopilas, Chihuahua. En 1895 el empresario Francés Arnold Vaquié (representante de la Societé du Necaxa) adquirió la concesión para aprovechar los recursos hidráulicos del río Necaxa en el estado de Puebla.

En 1900 se estimó en 22,300 KW la capacidad de generación de electricidad instalada; de este total, 44% correspondía a plantas construidas por fábricas textiles de las ciudades de Orizaba Veracruz; Monterrey Nuevo León y Atlixco Puebla. Pronto la industria nacional percibió las ventajas de electrificar sus respectivos sistemas productivos.

Entre 1887 y 1911 se organizaron en México 199 empresas de luz y fuerza motriz. Así, al final de este periodo la capacidad de generación instalada se elevó a 112 mil KW. Los estados que destacaron en la generación de electricidad fueron Puebla, Hidalgo, Guanajuato, San Luis Potosí, Nuevo León, México, Querétaro, Aguascalientes, Michoacán, Campeche, Jalisco, Chiapas, Zacatecas y Tabasco.

En este proceso de electrificación masiva, surgieron dos poderosas empresas: Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz (Mexican Light and Power Company Limited) e Impulsora de Empresas Eléctricas.

La primera fue creada en 1902 con capital anglocanadiense; operaba en el centro del país, incluyendo la ciudad de México. En 1905 instaló la primera unidad de generación eléctrica de 5 mil KW en el río Necaxa, con base en la concesión que le transfirió Arnold Vaquié en 1902. Entre 1910 y 1920 se afianzó como la principal empresa eléctrica del país, tras adquirir las compañías Luz Eléctrica, S.A; Electricidad, S.A; Explotadora de las Fuerzas Hidroeléctricas de San Idelfonso, S.A; Mexicana de Gas y Luz Eléctrica Limitada; Eléctrica Roberts, S.A. e Irrigadora de Luz y Fuerza del Estado de Hidalgo, S.A.

La segunda era subsidiaria de la American and Foreign Power Company, que a su vez fue subsidiaria del consorcio estadounidense Electric Bond and Share. Su área de operación se concentró en el norte y el sur del país a través de las siguientes siete

empresas: Compañía Eléctrica Mexicana de Norte, Compañía Eléctrica Mexicana del Centro, Compañía Eléctrica Mexicana del Sureste, Compañía Eléctrica Nacional, Compañía de Electricidad de Tampico, Compañía Nacional de Bienes Raíces y Compañía Eléctrica de Mérida.

Estas dos empresas, junto con la Compañía Eléctrica de Chapala —importante en el primer tercio del siglo y cuyo origen se remonta a 1893, comprada por el gobierno federal en 1940—, ejercieron hasta la nacionalización un control monopólico sobre sus respectivos mercados regionales.

Como podemos observar, el origen de la industria eléctrica nacional presentó características económicas particulares. Así, éste sector estuvo dominado por tres compañías: Mexicana de Luz y Fuerza Motriz (Mexican Light and Power Company Limited), Impulsora de Empresas Eléctricas y Eléctrica de Chapala. Originalmente, el sector eléctrico nacional fue impulsado por capital nacional, siendo desplazado por inversión extranjera. Asimismo, estas empresas aprovecharon la formación de economías de escala, formaron un mercado monopólico de la electricidad y se orientaron por el criterio de maximización del beneficio, puesto que se concentraron en los segmentos más redituables de la sociedad (sector industrial) desatendiendo a la mayor parte de la población rural.

Sin embargo, el evidente carácter estratégico y prioritario, sus prácticas monopólicas y la necesidad de sacrificar la orientación del máximo beneficio privado por el mayor bienestar social (hacer llegar a todas las capas de la sociedad las bondades de la electrificación) obligó a las autoridades mexicanas a regular y controlar esta industria.

Reconociendo la importancia y la trascendencia de la energía eléctrica para el desarrollo económico y social, el presidente Álvaro Obregón creó en 1923 la Comisión para el Fomento y Control de la Industria de Generación de Fuerza, con el objetivo de ejercer un control satisfactorio de la industria. En principio, se pusieron en práctica acciones para restringir las ganancias excesivas y las actividades monopólicas.

En 1926 se emitió el Código Nacional Eléctrico, que permitió al gobierno controlar las concesiones y establecer los requisitos técnicos para la construcción, el manejo y la conservación de las instalaciones eléctricas. Además, se reformó el artículo 73 de la Constitución para otorgar al Congreso Federal la facultad de legislar en materia de electricidad, declarar de utilidad pública a la industria eléctrica, proceder a la regulación de las tarifas y obligar a las empresas generadoras a firmar contratos de suministro con los consumidores.

En 1933 se envió la iniciativa de ley para constituir la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que cuatro años más tarde inició sus funciones. El 14 de agosto de 1937 entró en vigor y se le asignó la misión de generar y distribuir energía eléctrica con una visión nacional. El nacimiento de la CFE respondió a la política de

cambio estructural impulsado por el Presidente Lázaro Cárdenas. En este sentido, el sector energético (petróleo y electricidad) junto con el fomento de la banca de desarrollo fueron instrumentos utilizados para apoyar el programa de industrialización nacional.

Fue así como la decisión de nacionalizar la industria eléctrica, nació por la certidumbre de que ésta era una industria estratégica para el desarrollo de México. Por principio, en la Cámara de Diputados no se discutió ampliamente la iniciativa presentada por el Ejecutivo, anunciada en el Informe Presidencial de septiembre de 1960. En la sesión del día 27 de dicho mes se dio apoyo incondicional a la medida presidencial. En este sentido, el ambiente político y los discursos que utilizaban los servidores públicos se debía a la noción de un Estado fortalecido alrededor de la figura presidencial, cada vez más participativo en las actividades económicas, que había emanado de la revolución mexicana.

Por lo que ideas como las sostenidas por Arturo Llorente González sobre la nacionalización como una obra que "confirma y robustece los perfiles peculiares de la revolución mexicana"⁸ o las de Francisco Pérez Ríos donde la nacionalización es una consecuencia lógica de este proceso revolucionario como "magna obra a favor de las clases menesterosas"⁹, muestran el sentir de las generaciones posteriores al cardenismo: una preocupación por atender las necesidades de las bases sociales y una apremiante exigencia de desarrollo económico a través de los recursos naturales como propiedad de la nación.

Apoyado con esta ideología, el Presidente Adolfo López Mateos realizó la nacionalización de la industria eléctrica en 1960. El Congreso adicionó el artículo 27 constitucional para disponer lo siguiente: "Corresponde exclusivamente a la nación generar, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación del servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la nación aprovechará los bienes y recursos naturales que requiere para dichos fines"¹⁰.

Con la nacionalización de la industria eléctrica, el gobierno mexicano adquirió la mayoría, aunque no la totalidad, de las acciones de la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza que se encontraba en poder de inversionistas belgas, estadounidenses, británicos y canadienses, controlando a lo que era la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (LyFC), la principal filial del grupo.

Al mismo tiempo, compró los activos de las siete empresas que estaban bajo la administración de la Compañía Impulsora de Empresas Eléctricas. Con esas operaciones de compra venta, el proceso de integración tuvo un avance definitivo.

8 Diario de los Debates de la Cámara de Diputados. Legislatura XLIV, 27 de septiembre de 1960, tomo 1, p. 8.

9 Intervención del Diputado Francisco Pérez Ríos. Diario de los Debates de la Cámara de Diputados. Loc. cit, p. 45

10 Artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

Así pues, el control del servicio público de energía eléctrica fue asumido por el gobierno federal a través de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), con 19 filiales; y lo que era la LyFC, con tres empresas asociadas, y la compañía Impulsora de Empresas Eléctricas. Durante los años que siguieron, la CFE continuó con su proceso de concentración monopólica.

El papel del Estado con la nacionalización de la Industria Eléctrica fue fundamental, porque a decir del diputado Llorente diversas concepciones del derecho sostenían que la complejidad y el incremento de las necesidades colectivas en materia de servicios públicos imponían al Estado la "satisfacción y protección del interés social"¹¹, el Estado ya no era concebido como un "simple policía" conforme al principio de "dejar hacer, dejar pasar" dictado por la "teoría egoísta del individualismo"¹².

Por el contrario, la influencia de la revolución cubana que había propiciado la crítica a la revolución mexicana por parte de intelectuales radicales -vislumbrándola como un cadáver o especie de revolución francesa excéntrica y tardía que no ofrecía nada más que un gradualismo para ascender al socialismo-, se combinaba con la otra postura, la de los más moderados, que sugerían mecanismos progresivos que permitieran al Estado hacerse de recursos estratégicos para controlar el crecimiento económico.

La nacionalización fue vista así, como un procedimiento convencional y no radical como sería la expropiación, porque el gobierno, según los legisladores, tenía plena capacidad para restituir paulatinamente a las empresas su inversión sin que mediara una erogación considerable para el erario público. Tampoco significaba simpatías con el castrismo, porque la recuperación de los recursos naturales de manos extranjeras, ya había sido planteada en México con anterioridad y sólo seguía, en este caso, el impulso de la tradición.¹³

Como una garantía de la función o utilidad social del Estado revolucionario, éste tenía que avalar y conducir el servicio público. A los senadores les preocupaba que la ley que modificaba el párrafo sexto del artículo 27, estableciera claramente qué se entendía por servicio público. Los mínimos rasgos que tenían que considerarse eran los de: permanencia, generalidad, continuidad, eficiencia y seguridad que la iniciativa privada no era capaz de sostener. Después de la nacionalización, la capacidad instalada de la industria eléctrica inició un periodo de rápida expansión. Entre 1960 y 1976 la producción de electricidad pasó de 1.257 MW a 10.617 MW.

11 Diario de los Debates de la Cámara de Diputados. Legislatura XLIV, 27 de septiembre de 1960, tomo 1, p. 8.

12 Intervención del Senador Mena Brito. Diario de los Debates de la Cámara de Senadores. Legislatura XLIV, 27 de octubre de 1960, tomo m, p. 15.

13 Intervención del Senador Hilario Medina. Ibid, p.17

El Estado como vigía y conductor de los recursos naturales, tenía la obligación de beneficiar a toda la sociedad y, concretamente, a ese "artesano anónimo cuya única defensa era la justicia social de la revolución".¹⁴

Además desde el siglo XIX, según el Senador Antonio Mena Brito, existía el régimen de servicios públicos, un decreto de 1922 establecía que el servicio que los empleados eléctricos prestaban, estaban estrechamente ligados al bienestar colectivo y en 1932 la Secretaría de Industria, Comercio y Trabajo, había declarado la necesidad de reglamentar las compañías eléctricas porque "funcionaban bajo concesión federal y proporcionaban un servicio público que debía servir exclusivamente a la comunidad y eran de importancia básica para la industria".¹⁵

En 1975 se emitió la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), mediante la cual se unificó el servicio en una sola entidad la CFE. En adelante se le asignó la responsabilidad de llevar a cabo todas las actividades relacionadas con generación, conducción, transformación, distribución y venta de energía eléctrica.

Como se puede observar, se han señalado dos etapas históricas de la industria eléctrica nacional donde se encuentran dos posiciones irreconciliables, relacionadas con los principios económicos y sociales.

En la primera etapa, la industria eléctrica nacional estuvo orientada por los principios de la maximización del beneficio (se le dio prioridad a la eficiencia económica); sin embargo, los sectores rurales de la sociedad mexicana no disfrutaron las bondades de la electrificación nacional, puesto que se incorporaron a este mercado únicamente los sectores más rentables de la sociedad, particularmente el urbano industrial.

La segunda etapa, que inició con el surgimiento del México posrevolucionario, pasó por la nacionalización y culminó en 1989: se caracterizó por priorizar los objetivos sociales en detrimento de los económicos. En este periodo, el Estado fue capaz de llevar los beneficios de la electricidad a todos los sectores de la sociedad.

Lo antes expuesto se logró gracias a la instrumentación de la política de distorsión de precios: el precio de mercado fue inferior a los costos de producción; de esta manera, los principios económicos pasaron a un segundo plano. Esta modificación que domino la industria eléctrica durante esta segunda etapa, fue posible gracias a que al Estado le interesó maximizar el bienestar social y no optimizar la rentabilidad privada.

14 Intervención del Diputado Francisco Pérez Ríos. Diario de los Debates de la Cámara de Diputados. Loc. cit, p. 45

15 Intervención del Senador Mella Brito. Diario de los Debates de la Cámara de Senadores. Loc. cit. p. 32

1.2.-Situación del Sector Eléctrico en México

Actualmente en México, la competitividad en la industria que hace uso intenso de energía ha sido impactada debido a las fluctuaciones en los precios de los energéticos, especialmente del gas natural y de la electricidad. En los últimos años, se han registrado grandes fluctuaciones en el precio de los energéticos, particularmente en el gas natural. También se ha experimentado un aumento continuo en las tarifas eléctricas.

Lo anterior impacta la competitividad de las empresas que hacen un uso intensivo de la energía. El escenario descrito obliga a buscar alternativas confiables para el suministro energético, tales como combustibles alternativos, generación propia de electricidad por parte de las empresas, privilegiando los esquemas de cogeneración, y la implementación de medidas de ahorro y uso eficiente de energía.

De acuerdo al Centro de Estudios de Energía, la capacidad instalada de generación de energía eléctrica en México a Diciembre de 2003, se muestra en la siguiente tabla:

Capacidad Instalada México 2003 (Fuente Centro de Estudios de Energía)		
	MW	%
CFE	36,971	74.4
LyFC	834	1.7
PEMEX	1,822	3.7
Productores Independientes de Energía PIE	6,756	13.6
Autoabastecimiento y/o cogeneración	3,316	6.7
TOTAL	49,699	100

Como se puede apreciar, las compañías eléctricas paraestatales (CFE y la ex LyFC) representaron el 76.1% de la capacidad instalada. Es importante destacar que en la actualidad la participación privada (PIE, autoabastecimiento y cogeneración) es del orden del 20%. En total, los productores externos¹⁶ suman el 23.9% de la capacidad de generación instalada en México, incluyendo a PEMEX. Cabe señalar que antes de la modificación de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en 1993, la participación privada estaba limitada a la modalidad de usos propios continuos, alcanzando una capacidad instalada de aproximadamente 600 MW en 1992. Desde entonces la expansión del sector eléctrico mexicano se ha basado en la participación privada.

16 Según el Reglamento de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica, se define al productor externo como el titular de un permiso para realizar actividades de generación que no constituyen servicio público. Entre dichas actividades se considera: autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, exportación y productores independientes.

La gran mayoría de los proyectos nuevos de generación a gran escala (PIEs y autoabastecimiento) usan gas natural como combustible, operando plantas de ciclo combinado¹⁷. También los proyectos de cogeneración por productores externos se han enfocado casi exclusivamente a este combustible. Lo anterior implica una creciente sensibilidad del sector eléctrico a los precios del gas natural.

De acuerdo al Centro de Estudios de Energía la generación bruta¹⁸ de la CFE correspondiente al periodo del 1 de Septiembre de 2002 al 31 de Agosto de 2003 es la que se muestra en la siguiente tabla. La capacidad instalada durante el mismo periodo, tomando en cuenta a los PIEs (Productores Independientes de Energía) en operación, fue de 38,587 MW.

Generación Bruta CFE Septiembre 2002/Agosto 2003	
Tecnología	GWh (gigavatios hora)
Vapor (Combustóleo o gas natural)	76,756
Dual (Carbón o combustóleo)	14,447
Carbón	17,093
Ciclo combinado	24,679
Turbogas	6,421
Combustión interna	568
PIE (Productores Independientes de Energía)	28,315
Total Fósil	168,280
Hidroeléctrica	19,389
Nuclear	9,340
Geotermoeléctrica	5,728
Eólica	6
Total No Fósil	34,463
TOTAL	202,743
Fósil/Total	83%
No Fósil/Total	17%

17 Se denomina ciclo combinado en la generación de energía a la coexistencia de dos ciclos termodinámicos en un mismo sistema, uno cuyo fluido de trabajo es el vapor de agua y otro cuyo fluido de trabajo es un gas producto de una combustión, el ciclo de gas genera energía eléctrica mediante una turbina de gas y el ciclo de vapor de agua lo hace mediante una o varias turbinas de vapor. El principio sobre el cual se basa es utilizar los gases de escape a alta temperatura de la turbina de gas para aportar calor a la caldera o generador de vapor de recuperación, la que alimenta a su vez de vapor a la turbina de vapor. La principal ventaja de utilizar el ciclo combinado es su alta eficiencia, ya que se obtienen rendimientos superiores al rendimiento de una central de ciclo único y mucho mayores que los de una de turbina de gas.

Consiguiendo aumentar la temperatura de entrada de los gases en la turbina de gas, se obtienen rendimientos de la turbina de gas cercano al 60%, exactamente 57,3% en las más modernas turbinas, son, no obstante son contaminantes para el medio ambiente y para los seres vivos, incluidas las personas, por los gases tóxicos que expulsan al ambiente.

Al cogenerar se puede llegar a aprovechar el 70% al 85% de la energía que entrega el combustible. La mejora de la eficiencia térmica de la cogeneración se basa en el aprovechamiento del calor residual de los sistemas de refrigeración de los motores de combustión interna para la generación de electricidad. Además, esta tecnología reduce el impacto ambiental debido al ahorro de energía primaria que implica. Si se tiene en cuenta que para producir una unidad eléctrica por medios convencionales se necesitan 3 unidades térmicas, mientras que en cogeneración se necesitan 1,5 unidades, la cantidad total de agentes contaminantes emitidos se verá disminuida en un 50%.

18 La generación bruta es la energía en terminales de los generadores.

Se puede observar que la fracción de generación fósil es de 83%, lo cual representa un aumento importante con respecto a finales del 2001, cuando la fracción fósil fue del 77%. Cabe señalar que la importancia de las plantas hidroeléctricas ha disminuido fuertemente, registrándose una generación de tan sólo 9.5 % (19,389 GWh), aún y cuando su capacidad instalada corresponde al 19% del total. De estos datos se puede inferir que el factor de planta de las hidroeléctricas fue de sólo 24%.

El autoabastecimiento es una de las modalidades de productor externo contempladas en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. En los últimos años la capacidad instalada de generación ha crecido en gracias a la participación externa. La participación externa mediante plantas ciclo combinado-gas natural ha aumentado la eficiencia térmica, también ha contribuido a disminuir los costos de generación.

En pesos nominales, en los últimos cuatro años la tarifa de alta tensión ha aumentado 60%. La tarifa industrial de alta tensión analizada no alcanza a cubrir el costo de CFE. Los coeficientes alfa no reflejan la canasta de combustibles real porque la distribución de los combustibles ha cambiado, la participación del gas natural ha aumentado considerablemente. El autoabastecimiento resulta en una alternativa no atractiva cuando la capacidad comprada no es la adecuada.

Actualmente, la capacidad instalada en el país es de 49,699 MW, de los cuales 48.55% corresponde a generación termoeléctrica de CFE; 18.10% a productores independientes de energía (PIE); 22.53% a hidroelectricidad; 5.70% a centrales carboeléctricas; 2.11% a geotérmica; 2.99% a nucleoeleétrica, y 0.005% a eoloeléctrica.

Debe señalarse que, en los inicios de la industria eléctrica mexicana operaban varios sistemas aislados, con características técnicas diferentes; llegando a coexistir casi 30 voltajes de distribución, siete de alta tensión para líneas de transmisión y dos frecuencias eléctricas de 50 y 60 hertz. Ello dificultaba el suministro de electricidad a todo el país, por lo que la CFE definió y unificó los criterios técnicos y económicos del Sistema Eléctrico Nacional, normalizando los voltajes de operación, con la finalidad de estandarizar los equipos, reducir sus costos y los tiempos de fabricación, almacenaje e inventariado. Luego, unificó la frecuencia a 60 hertz en todo el país e integró los sistemas de transmisión, en el Sistema Interconectado Nacional.

Otro rubro con logros contundentes, se refiere a la red de transmisión de electricidad, el cual se compone actualmente de: 45,767 kilómetros de líneas de 400, 230 y 161 kV; 327 subestaciones de potencia con una capacidad de 134,708 MVA, y 45,598 kilómetros de líneas de subtransmisión de 138 kV y tensiones menores. Por su parte, el sistema de distribución (que también estaba en ceros en 1937) cuenta actualmente con 1,524 subestaciones con 39,706 MVA de capacidad; 6,585 circuitos de distribución con una longitud de 364,106 kilómetros; 961,525 transformadores de distribución con una capacidad de 31,360 MVA; 232,950 kilómetros de líneas secundarias de baja tensión y 582,047 kilómetros de acometidas.

1.3.- Prospectiva de las tarifas eléctricas industriales

El origen de la estructura actual de las tarifas se remonta al 19 de enero de 1962, cuando se publicaron las primeras tarifas de aplicación nacional. A la mediana y gran industria se les aplicaba la Tarifa N° 8 "Servicio a medidor en alta tensión para usos generales" y con la muy grande se celebraban contratos especiales. En octubre de 1973 todos los contratos especiales se incorporaron a las tarifas generales y se autorizó la Tarifa N° 12 "Servicio general para 5000 kW o más de demanda contratada a tensiones de 66 kV o superiores" para incorporar a 37 industrias que tenían estas características. En noviembre de 1991 se establecieron las tarifas horarias en media tensión y en alta tensión niveles de subtransmisión y transmisión, eliminando las tarifas 8 y 12 en sus 3 modalidades. Posteriormente se autorizaron tarifas que estimulan a los usuarios con altas demandas y altos factores de carga. Con el fin de reflejar los costos reales del servicio, las cuotas de las tarifas horarias consideran las diferencias regionales y estacionales y propician una utilización más eficiente de las instalaciones eléctricas, permitiendo ventajas recíprocas para el cliente y el suministrador, así como beneficios para el país.

Dentro de las tarifas de energía eléctrica, las tarifas industriales son las más importantes dentro del Sector Eléctrico, por el volumen de la energía eléctrica consumida y el número de clientes industriales, estas tarifas han venido evolucionando, desde que existía una tarifa en media tensión y contratos especiales para alta tensión hasta el presente donde las industrias pueden analizar y seleccionar una de las 9 estructuras tarifarias aplicables en función de la ubicación, del voltaje de suministro, de la demanda contratada, del horario de uso y si el suministro es continuo o interrumpible, en 8 regiones tarifarias. Se comenta como inciden los energéticos primarios en el costo de la energía eléctrica, como se miden los parámetros de facturación y como la submedición de la energía y el análisis de los datos obtenidos, puede ayudar a localizar áreas de oportunidad para el uso eficiente y ahorro de energía eléctrica. Con la adición de nuevas fuentes de generación al Sistema Interconectado Nacional, con tecnologías más eficientes, las tarifas eléctricas tenderán a ser competitivas en un mercado que cada vez ofrece más opciones.

Generalmente son tres los conceptos que se consideran para formular las facturas de consumo de energía eléctrica: la demanda máxima, la energía consumida y el factor de potencia.

Los cargos por concepto de la demanda se basan en los costos de generación de la energía eléctrica, de la transmisión y de la distribución de la misma, tomando en cuenta los medios disponibles para tal efecto. Se incluyen aquí los cargos redituables de la inversión, incluyendo intereses, impuestos, amortizaciones, etc.

En el caso de los cargos por concepto de energía, se comprenden los gastos de combustible, mantenimiento y otros gastos relacionados con la operación.

En México, las tarifas para el servicio público de energía eléctrica son determinadas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, a propuesta de la CFE, y escuchando la opinión de la CRE y de la Secretaría de Economía. Por otro lado, la CRE aprueba las metodologías de cálculo de contraprestaciones para adquisición de energía económica excedente que se destine para el servicio público, así como para los servicios de conducción, transformación, transmisión y entrega de energía. Adicionalmente, la CRE aprueba los criterios y bases para determinar el monto de las aportaciones para la realización de obras específicas, ampliaciones o modificación al sistema eléctrico.

La estructura tarifaria para el servicio público de energía eléctrica está constituida por dos categorías de tarifas:

- ❖ Tarifas específicas: son determinadas en primer lugar por el uso final de la energía.
- ❖ Tarifas generales: son determinadas únicamente por el nivel de tensión en que los usuarios reciben servicio, así como de su nivel de consumo.

La SHCP, determina los factores mensuales de ajuste para la tarifas del servicio público de energía eléctrica. El factor de ajuste para las tarifas específicas considera únicamente inflación relevante del sector, mientras que el factor de ajuste para las tarifas generales considera además variaciones en el precio de la canasta de combustibles.

- ❖ Los índices inflacionarios considerados son proporcionados por Banco de México
- ❖ Los combustibles considerados para dicho ajuste son combustóleo nacional y de importación, carbón nacional y de importación, gas natural y diesel.

En 2003, la SHCP, SENER , CRE CFE y LyFC suscribieron un acuerdo de entendimiento en materia de tarifas, con el objeto de llevar a cabo revisión integral de la estructura tarifaria.

La industria eléctrica mexicana se encuentra en un proceso de reestructuración. En febrero de 1999, se presentó una propuesta de reforma dando inicio a un extenso debate entre las fracciones parlamentarias. Durante este período se han presentado un gran número de iniciativas de reforma, con enfoques y alcances distintos. A pesar de estas diferencias, ha habido algunos puntos de acuerdo, dentro de los que destaca la necesidad de fortalecer a la CRE. En este sentido, se ha propuesto conferirle las siguientes atribuciones:

- ❖ Participar en la determinación de tarifas para el servicio público de energía eléctrica.
- ❖ Verificar que los organismos encargados del servicio público de energía eléctrica adquieran la energía que resulte de menores costos para ellas para la prestación de dicho servicio.

- ❖ Aprobar la metodología adquisición de energía económica a los permisionarios de generación.
- ❖ Aprobar la metodología para el cálculo de contraprestaciones para la provisión de servicios de conducción y transformación de energía que CFE presta a los permisionarios de generación.
- ❖ Otorgar y revocar permisos para las actividades reguladas.
- ❖ Aprobar los modelos de contrato de interconexión entre CFE y los permisionarios.
- ❖ Regular el régimen de aportaciones para la expansión o fortalecimiento del sistema eléctrico para la prestación del servicio público de energía eléctrica.

CAPITULO 2

CONVENIO SWAP

En el contexto en el que se pretende que la industria eléctrica nacional se reestructure para ser más competitiva y eficiente se dio el convenio de generación de energía eléctrica entre Pemex Refinación y la CFE, el cual se llevo a cabo de febrero a diciembre de 2003, teniendo éste resultados satisfactorios a pesar de las condiciones de generación de energía eléctrica en PEMEX Refinación, las cuales se señalaran más adelante, los beneficios que se obtuvieron se explicaran en el presente trabajo, poniendo énfasis en la posibilidad de que Pemex Refinación sea generador de energía eléctrica a futuro.

SWAP: Es un compromiso de intercambio de dinero, bienes o servicios a futuro, un swap tiene dos partes para cada uno de los contratantes: el compromiso de cobro de dinero a futuro y el compromiso de pago de dinero a futuro. Cada una de estas dos partes se les suele llamar "pata" proveniente del termino inglés leg (pata o pierna).

Básicamente podemos hablar de dos utilidades o motivos por el que tendremos interés en entrar en un SWAP:

- a) Cambiar nuestros bienes o recursos futuros: Puede interesarnos para nuestro negocio intercambiar durante un tiempo bienes o recursos que generaremos por otros bienes o recursos necesarios para nuestra actividad o bienestar.
- b) Especulación: Al igual que la especulación en otros activos, entraremos en un SWAP si nuestra visión es que los bienes que recibiremos a futuro van a suponer para nosotros mayor valor que los bienes que entregaremos a futuro.

2.1.- Problemática de Pemex Refinación en la producción de Energía Eléctrica:

Las 6 refinerías del sistema Nacional de Refinación cuentan con instalaciones diversas de calderas y turbogeneradores con antigüedades que van desde los 43 años hasta equipos de reciente instalación, adicionalmente a los requerimientos de vapor y energía eléctrica actuales, se demandarán en los próximos años servicios auxiliares para las plantas de proceso contempladas en los proyectos de reconfiguración de las Refinerías de Madero, Minatitlan, Salamanca, Salina Cruz y Tula.

Los equipos de servicios auxiliares en refinerías tienen hasta 43 años de antigüedad, como en el caso de Madero, hasta equipos que van iniciando operaciones; al analizar la antigüedad de los equipos de servicios auxiliares tenemos que, el 78.1% de las calderas del sistema de Refinación tiene más de 10 años de antigüedad, el 61.0% más de 20 años, el 22.0% más de 30 años y el 12.2% más de 40 años.

En lo que respecta a los turbogeneradores, el 87.0% tiene más de 10 años de antigüedad, el 69.6% tiene más de 20 años, el 34.8% cuenta con más de 30 años y el 21.7% con más de 40 años.

Es decir, que de las 41 calderas con que se cuenta en las refinerías 32 de ellas requieren reparaciones mayores y modernizaciones para continuar operando en forma confiable, lo que representa direccionar recursos cuantiosos para su rehabilitación. Lo mismo se puede decir de los turbogeneradores, ya que de los 23 existentes, 20 de ellos son de tecnología obsoleta y con eficiencias que van del 28 al 75% dependiendo del rango de operación.

Ya que más del 78% de los equipos para generar el vapor y más del 87% de los turbogeneradores con los que cuentan las refinerías tienen más de 10 años de antigüedad, es indicativo de que la vida útil de la mayoría de los equipos se ha cumplido y es necesario plantear su urgente renovación o sustitución por equipos modernos y eficientes.

Otro indicativo de los efectos que están causando las condiciones físicas de los equipos de servicios auxiliares, es la baja confiabilidad con la que actualmente se opera, por no tener suficiente capacidad de generación de vapor y energía eléctrica que permitan mantener las operaciones normales y poder rehabilitar al mismo tiempo los equipos que lo requieren, trayendo consigo un rezago en el mantenimiento oportuno lo que ocasiona más daños y más necesidades de recursos para reparar adecuadamente.

La solución a esta problemática de los servicios auxiliares, esta en inversiones de sistemas de vanguardia como la cogeneración que a la vez que solucionaría el problema de suministro de vapor y energía eléctrica a las Refinerías contribuiría a satisfacer la demanda nacional de energía eléctrica.

Debido a las economías de escala sería mucho más eficiente y rentable si las inversiones en cogeneración son efectuadas por terceros ya que al tener oportunidad de comercializar la energía eléctrica a gran escala, los servicios auxiliares que requieren las refinerías serían más baratos que si lo generaran las refinerías. La logística comercial sería que las refinerías proporcionaran a los terceros el combustible, de preferencia coque del petróleo, y los cogeneradores proporcionaran a las Refinerías vapor en cantidad y calidad, energía eléctrica e hidrógeno. La energía eléctrica excedente sería vendida por los cogeneradores a la CFE.

Bajo este mecanismo, los servicios auxiliares actuales pertenecientes a las Refinerías dejarían de operar, sus instalaciones serían dadas de baja para su desmantelamiento y el personal operativo podría ser direccionado a laborar en otras instalaciones de proceso, posiblemente en las plantas nuevas de reconfiguración.

2.2.-Alternativas para la generación de energía eléctrica en PEMEX Refinación.

La manera más eficiente de crear nueva capacidad de generación eléctrica, es a través de los procesos de Cogeneración, que generan un aprovechamiento térmico de hasta el 80% con sus ventajas de ahorro económico por el bajo consumo de combustibles, así como su menor impacto ambiental.

Para desarrollar proyectos de cogeneración, se requiere contar con consumidores de vapor en gran escala para un mejor aprovechamiento de esta tecnología. Las instalaciones industriales de Pemex representan los mayores usuarios de vapor en el país, contando a Refinerías y a Centros Petroquímicos.

En su totalidad, las 6 Refinerías del sistema consumen actualmente entre 5,200 y 6,000 Ton/hr. de vapor a través de sus propios sistemas de servicios auxiliares con calderas de diversas capacidades. Si este vapor fuera proporcionado externamente con procesos de cogeneración, se tendría un potencial de generación de Energía Eléctrica de 6,000 MW, es decir el 30% del requerimiento nacional de los próximos 10 años.

El proceso de cogeneración es rentable, debido a los diferenciales de Inversión y de costos de operación con referencia a los sistemas convencionales de ciclo combinado en los que las eficiencias térmicas son menores al 50%. La implementación a nivel nacional de los procesos de cogeneración, representa uno de los proyectos más importantes para el país por los importantes beneficios que se tendrán al contribuir a satisfacer la demanda de energía eléctrica con altos índices de rentabilidad. Lo anterior debido a que en la cogeneración se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil (vapor, agua caliente sanitaria, hielo, agua fría, aire frío, por ejemplo).

La ventaja de la cogeneración es su mayor eficiencia energética ya que se aprovecha tanto el calor como la energía mecánica o eléctrica de un único proceso, en vez de utilizar una central eléctrica convencional y para las necesidades calor una caldera convencional.

Al generar electricidad mediante una dinamo o alternador, movidos por un motor térmico o una turbina, el aprovechamiento de la energía química del combustible es del 25% al 40% solamente, y el resto debe disiparse en forma de calor. Con la cogeneración se aprovecha una parte importante de la energía térmica que normalmente se disiparía a la atmósfera o a una masa de agua y evita volver a generarla con una caldera. Además evita los posibles problemas generados por el calor no aprovechado.

La eficiencia de la planta se puede medir mediante unos coeficiente: el FUE, factor de uso de energía, que es el cociente de la energía eléctrica generada, mas el calor útil, entre el calor aportado al MCIA (Motor de Combustión Interna Alternativo). Y el RCE, relación calor/electricidad, que es el cociente entre el calor útil o aprovechable, y la potencia eléctrica generada por el MCIA, el primero es el más importante ya que nos da una idea de el rendimiento global de la instalación.

La cogeneración tiene aplicaciones tanto industriales como en ciertos edificios grandes en los que el calor puede emplearse para calefacción, para refrigeración (mediante sistemas de absorción) y preparación de agua caliente sanitaria como por ejemplo grandes superficies de ventas, ciudades universitarias, hospitales, etc.

En lo que respecta a las Refinerías de Petróleos Mexicanos, es necesario desarrollar un proyecto de sustitución de tecnología convencional por uno de cogeneración que satisfaga las necesidades de vapor y de energía eléctrica, actuales y futuras, considerando los proyectos de reconfiguración así como la antigüedad de los sistemas de servicios auxiliares, calderas y turbogeneradores.

La sustitución de tecnología convencional de los servicios auxiliares de las refinerías no puede efectuarse con los recursos de Pemex Refinación dadas las altas inversiones que se requieren y a que el proceso de cogeneración conlleva a establecerse y desarrollarse como un productor neto de energía eléctrica para ser comercializada a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), lo que sale del ámbito de actividades de gestión institucionales de Pemex Refinación.

Por esta razón, será necesario desarrollar los proyectos de cogeneración a través de compañías externas a Pemex Refinación las cuales comprarían los combustibles necesarios que serán proporcionados por las refinerías como pudieran ser coque del petróleo o combustóleo y esas compañías venderían los servicios de vapor y energía eléctrica que requieran las Refinerías y el gran excedente de energía eléctrica sería vendido a la CFE.

Los mecanismos de inversión y comercialización de servicios auxiliares entre compañías externas y Pemex y la CFE tendrán que legislarse para que puedan cristalizarse los proyectos de Cogeneración en el corto plazo.

Otros procesos relacionados con la cogeneración es la utilización de tecnologías avanzadas para aprovechar el coque del petróleo que cuatro de las refinerías mexicanas estarán produciendo en los próximos cinco años con sus plantas de Coquización Retardada. La utilización del coque como combustible de la cogeneración implica la utilización de procesos de gasificación para preparar el gas de síntesis a las turbinas generadoras de electricidad. Esta tecnología reúne altas especificaciones de protección al ambiente ya que conlleva procesos de purificación del gas de síntesis con lo que se logra una generación limpia de Energía Eléctrica. La utilización del coque como combustible en las plantas de cogeneración contribuirá a la disminución del consumo de combustóleo con lo que se logra otro beneficio al disminuir las emisiones contaminantes actuales de este hidrocarburo.

Otra aplicación de la gasificación del coque es la utilización de este gas para producir hidrógeno, materia prima para las plantas de hidrosulfurización e isomerización en las refinerías. La generación de hidrógeno a partir del coque sería otro servicio que las compañías externas podrían proporcionar a las refinerías del sistema.

La gasificación del coque implica necesariamente la utilización de otros procesos como son: la generación de oxígeno necesario para la gasificación, la recuperación de azufre del coque y remoción de amoníaco en una planta, la recuperación de metales del coque, tratamiento y disposición de la escoria residual, etc.

Como puede observarse, el desarrollo de la cogeneración en las Refinerías de México trae aparejado una sinergia de inversiones, comercialización y modernización de instalaciones en el que todas las industrias involucradas tendrían grandes beneficios y lo más importante serían los beneficios que traería a la Nación.

El sistema de cogeneración se define como "la producción conjunta, en proceso secuencial, de energía mecánica en forma de electricidad y de energía térmica útil en forma de vapor de agua", es decir que una planta de cogeneración produce en forma combinada electricidad y vapor.

La principal característica de una planta de cogeneración es la de estar vinculada o asociada a un complejo industrial, como lo es una refinería o un centro petroquímico. La eficiencia de un proceso de cogeneración es hasta del 80%.

De acuerdo al Centro de Estudios de Energía, la Eficiencia Termodinámica de las diferentes Tecnologías de Generación Eléctrica se presentan en la siguiente tabla.

Tecnologías	Eficiencia, %
Termoeléctrica convencional	35
Carbón	35
Turbogas de gran tamaño	32
Ciclo Combinado de gran tamaño	55
Cogeneración	80

Los ahorros por costos de generación entre un proceso de cogeneración y un ciclo combinado pueden variar desde 27.6 a 29.7 % en instalaciones a nivel del mar y desde 34.3 a 41.5 % en instalaciones en el altiplano de México. La diferencia de costos de generación puede ser hasta de 1.7 USCents/kwh más barato para la cogeneración que para el ciclo combinado.

Es importante señalar que por lo general los grandes usuarios de vapor no son grandes consumidores de Energía Eléctrica. En cogeneración, el productor requiere colocar la energía eléctrica excedente a otros consumidores.

2.3.- Antecedentes convenio SWAP

Mediante el oficio No. 300-560/2002, de fecha 6 de diciembre de 2002, la Secretaría de Energía determinó que el Programa Emergente propuesto por la CFE es procedente y resulta conveniente su aplicación para atender la situación de emergencia que se presenta en el sistema eléctrico nacional y para satisfacer la

demanda de energía eléctrica que en la actualidad y en el futuro inmediato requiera el país.

Por instrucciones de la Junta de Gobierno de la CFE se constituyó un grupo de trabajo conformado por representantes de las Secretarías de Energía, de Contraloría y Desarrollo Administrativo, de Hacienda y Crédito Público, así como de Petróleos Mexicanos y la CFE en el que se acordó que el esquema de pago por la energía que se entregara a la CFE sería el de "SWAPS de energía eléctrica" consistente en que por cada unidad de energía eléctrica proporcionada por PEMEX (organismos subsidiarios y empresas filiales) a la CFE "a título de excedentes de producción externa" de energía generada al amparo de los permisos otorgados por la Comisión Reguladora de Energía a los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos y empresas filiales petroquímicas, la CFE entregaría una unidad equivalente de energía eléctrica "a título de suministro del servicio público" a PEMEX (Petróleos Mexicanos, organismos subsidiarios y empresas filiales). Ambas entregas de energía se efectuarían, recíprocamente como pagos en especie.

1. En la sesión del 22 de octubre de 2002, la Junta de Gobierno de la CFE aprobó un Programa Emergente para hacer frente a los requerimientos del Sistema Eléctrico, derivado de los bajos niveles de almacenamiento en las principales presas, los rezagos en Inversión para mantenimiento y refaccionamiento mayor y el consecuente índice de falla.
2. Con fecha 14 de febrero de 2003 mediante oficio CAJ/GAL0/227/03 la CFE solicitó la autorización de la Comisión Reguladora de Energía para proceder al intercambio de energía eléctrica con Petróleos Mexicanos, como parte de las acciones del Programa Emergente, para apoyar a la CFE con el suministro de energía eléctrica, en esa misma fecha PEMEX manifestó su interés en participar con la CFE en la implementación del programa Emergente a través del esquema de SWAPs de energía eléctrica, previa autorización de la CRE.
3. Con fecha 25 de febrero de 2003, mediante oficio No. DGAJ/SE/294/2003, la CRE autorizó la compra de energía de la CFE a PEMEX en los términos planteados. El convenio tiene por objeto establecer los términos y condiciones bajo los cuales las partes al amparo del "Programa emergente" se proporcionará energía eléctrica en términos del "Esquema SWAP de Energía Eléctrica", previa autorización de la Comisión Reguladora de Energía.

2.4- DESCRIPCIÓN Y BENEFICIOS CONVENIO SWAP

SWAPS: Son acuerdos entre empresas para intercambiar una serie de pagos futuros en plazos diferentes. En Petróleos Mexicanos se utilizó el "SWAP" en especie, es decir los pagos futuros del producto en este caso es de energía eléctrica. El convenio es de energía eléctrica porque Pemex Refinación en sus procesos de refinación cuenta con una gran capacidad de generación de vapor por lo que tiene la posibilidad de generar excedentes de energía eléctrica.

A principio de 2003, PEMEX contaba con una capacidad de generación eléctrica de 1,760 MW y producía en promedio 653 MW. Esto significa que de la capacidad de generación eléctrica con que contaba sólo utilizaba el 37% dejando un 73% de esta capacidad sin utilizar.

Asimismo, a principios de 2003 PEMEX autogeneraba más del 80% de la energía eléctrica que consumía, el restante lo compraba a CFE. Una parte de la autogeneración se entregó a CFE para posteriormente enviarse a centros de consumo de PEMEX (porteo) y a otros usuarios de CFE (venta de excedentes).

Eso implica, como se verá más adelante que el beneficio para Pemex con la aplicación de este nuevo esquema de "Porteo", consiste en aprovechar la capacidad instalada de generación de potencia disponible en diferentes centros, y sustituir así compras de fluido eléctrico a CFE, a la tarifa mensual de alta tensión (modalidades HS¹⁹ y HT²⁰). Por lo tanto, al autoabastecerse de esta forma Pemex, dejó de pagar en los meses de marzo y abril, 119 y 127 millones de pesos respectivamente, y los cuales fueron compensados vía interorganismos.

Con lo antes expuesto se puede afirmar que Pemex Refinación, realizó un uso intensivo de este nuevo esquema contractual, al considerar por ejemplo, que sus centros han consumido entre el 42 al 62 por ciento, de la energía total entregada a la red de CFE - entre 63,190 a 68,380 Mwh -, en el periodo de marzo a junio del 2003.

2.4.1.- Implicaciones del esquema de intercambio

El esquema exigió se firmará un acuerdo entre la CFE y PEMEX con la autorización de los Organismos Subsidiarios de PEMEX, toda vez que éste último no cuenta con el permiso de la CRE para la producción externa de energía.

El intercambio no pretendió ser un mecanismo para obtener mayores recursos económicos para la CFE, sino para superar el riesgo de una emergencia eléctrica por escasez de recursos hidráulicos. Su fundamento legal es el artículo 150 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, que establece excepciones a la regla de adquirir la energía de menor costo total de corto plazo.

Lo previsto en el artículo antes mencionado deberá atenderse por la Comisión en todo momento como regla permanente, salvo por razones de seguridad o en circunstancias y condiciones de emergencia técnica en las que por fuerza mayor o caso fortuito el servicio de energía eléctrica pudiera interrumpirse, restringirse o sufrir daño considerable.

19 H-S Tarifa Horaria de subtransmisión, para tensiones de suministro mayores de 35 y menores de 220 kV.

20 H-T Tarifa Horaria Transmisión para tensiones de suministro de 220 kV o mayores.

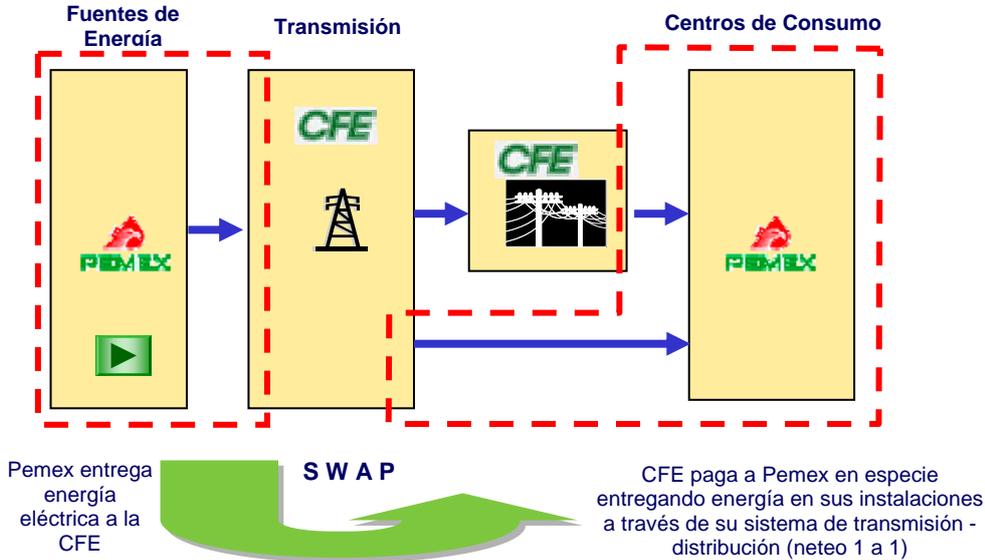
El Convenio consideró el esquema de intercambio consistente en que por cada unidad de energía eléctrica proporcionada por Pemex a la CF, está entregará a los centros de consumo de Pemex una unidad equivalente, por ejemplo si la Refinería Minatitlán que cuenta con excedentes de energía proporciona a la red de la CFE un kwh a la CFE, está deberá entregar a la Refinería Tula que tiene déficit ese Kwh (neteo 1 a 1) que fue proporcionado por el centro generador con excedentes al centro que cuenta con déficit. El beneficio para Pemex consiste en aprovechar su capacidad existente de generación disponible. Esto es generar electricidad a costos marginales de operación y sustituir compras a CFE a la tarifa respectiva.

El pago por la energía eléctrica que PEMEX entregue a la CFE, será a través de "SWAPs de Energía Eléctrica", es decir por cada unidad de energía eléctrica proporcionada por PEMEX a la CFE "a título de excedentes de producción externa" de energía generada, la CFE entregará una unidad equivalente de energía eléctrica "a título de suministro del servicio público" a PEMEX. Como se explicó anteriormente el pago es energía eléctrica debido a la capacidad con la que cuenta Pemex en la generación de esta por sus procesos productivos.

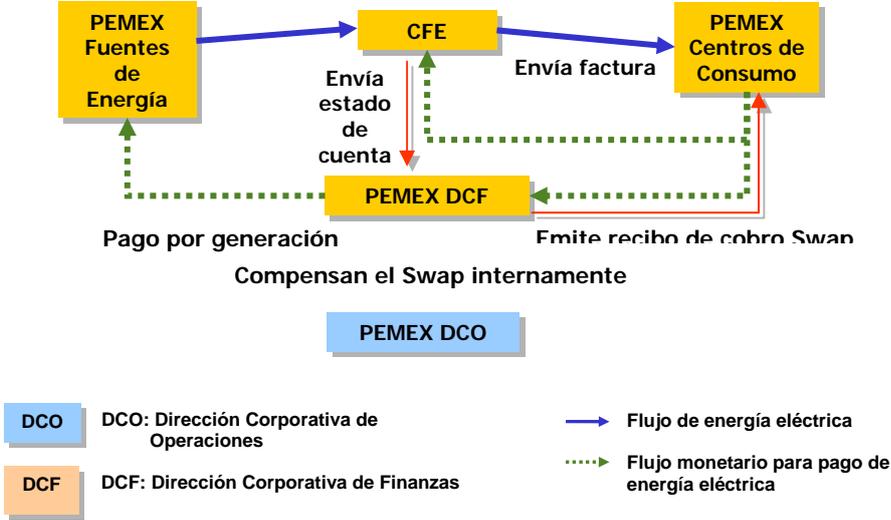
Con la aplicación del Convenio de "SWAP" de energía eléctrica se suspende temporalmente la aplicación de los contratos de interconexión celebrados entre ambas partes. La energía eléctrica que PEMEX entregue a la CFE bajo el convenio de intercambio será asignada a los centros de consumo de PEMEX siguiendo un orden de prioridad basado en los 3 siguientes grupos:

1. Consumo de fuentes de energía.
2. Centros de consumo que recibían porteo.
3. Centros de consumo más representativos para la CFE.

El mecanismo por medio del cual Pemex Refinación entregará sus excedentes de energía eléctrica a la CFE y esta a su vez a los centros con déficit de energía es el siguiente:



Asimismo, el esquema comercial utilizado en el Convenio analizado, en donde la CFE entregó cada mes a la Dirección Corporativa de Finanzas y a la Dirección Corporativa de Operaciones los estados de cuenta correspondientes a las transacciones de energía eléctrica.



En el convenio de SWAP, el mecanismo de compensación interna entre los diferentes organismos subsidiarios será por el "Sistema de compensación de adeudos Interorganismos". En el caso de la Subdirección de Producción dependiente de Pemex Refinación cuenta con seis Refinerías en donde es factible que las Refinerías de Madero, Minatitlán y Salamanca entreguen excedentes de energía.

2.5.- Generación de energía eléctrica en Pemex Refinación:

Como se indicó en la justificación desde el inicio de sus operaciones PEMEX buscó la autosuficiencia en la generación de energía eléctrica en todas sus instalaciones de procesos situación que dio lugar a una cultura de autosuficiencia energética que presenta resistencia al cambio por lo que opera a muy baja eficiencia.

Las principales restricciones para que Pemex sea un generador eficiente de energía son:

- Normatividad presupuestal que califica estos proyectos como PIDIREGAS de inversión condicionada.
- Marco jurídico que limita a 20 MW la venta de excedentes en proyectos de autoabastecimiento.
- Participación de inversión privada en caso de venta de excedentes.

Actualmente en Pemex Refinación los combustibles que se utilizan para la generación de vapor y energía eléctrica son: Combustóleo, gas natural y gas de proceso.

La capacidad instalada, capacidad de generación promedio, la demanda y disponibilidad en MW durante 2003 en cada refinería se presenta en el cuadro 1.

Cuadro 1
MW 2003 (Fuente Pemex Refinación)

Refinería	Capacidad Instalada 1	Capacidad de generación promedio 2	Demanda 3	Disponible Actual 4 = 3 - 2
Cadereyta	64	48	80	-32
Madero	102	82	76	6
Minatitlán	64	32	28	4
Salamanca	112	75	68	7
Salina Cruz	89	70	70	0
Tula	114	82	82	0
Total	545	389	404	-15

Donde podemos observar que las Refinerías de Madero, Minatitlán y Salamanca cuentan con excedentes de energía, Salina Cruz y Tula son autosuficientes y Cadereyta tiene un déficit en generación de electricidad por lo que requiere porteo de otros centros. Como se verá en el desarrollo del análisis del Convenio SWAP de energía eléctrica en Pemex Refinación la Refinería de Cadereyta fue uno de los centros de trabajo que más aprovechó este esquema ya que recibió transferencia de energía eléctrica no sólo de los Centros Generadores de Pemex Refinación sino de otros Centros con excedentes como los Centros Petroquímicos.

Pemex genera 7,651 ton/h de vapor y 1,167 MW de energía eléctrica y adquiere de CFE 133 MW. Las tarifas promedio interorganismos en la generación de energía eléctrica es de: 157 USD/MWh y de vapor 25 USD/Ton, y el precio promedio de compra de energía eléctrica a CFE es de 210 USD/MWh.

2.6.- Beneficios en Pemex Refinación con la aplicación del Convenio SWAP

El beneficio para Pemex Refinación en la aplicación de este nuevo esquema de "Porteo" es decir el convenio "SWAP", consiste en aprovechar la capacidad instalada de generación de energía eléctrica y el potencial disponible en diferentes centros, y sustituir así compras de fluido eléctrico a CFE, a la tarifa mensual de alta tensión.

Es importante hacer algunas aclaraciones respecto al costo de generación de energía eléctrica en las Refinerías de Pemex Refinación y el costo de energía eléctrica que factura CFE a Pemex Refinación:

Pemex Refinación:

- El precio del Kwh en la generación de energía eléctrica nunca es constante ya que este varía en función de la Refinería en el cual es generado, asimismo, varía en función del costo variable de los combustibles que se utilizan para generarlo, como el coque¹⁹ y el gas.
- La capacidad de energía eléctrica depende de la capacidad de producción de vapor.
- Considerando que la energía eléctrica generada en las Refinerías no puede almacenarse, se da el caso de que en algunas Refinerías que cuentan con excedentes también requieren de energía de la CFE en determinada hora del día, ya que si en el turno de la mañana por los procesos productivos se generó tanto energía para autoabastecimiento como excedente, es probable que en la tarde tenga déficit por lo que requerirá energía de CFE.

Comisión Federal de Electricidad:

- El precio de la energía eléctrica de la CFE no es uniforme en todo el país ya que depende de la región en la cual es generada y de la época del año.
- El precio de la energía eléctrica por parte de la CFE depende también de la cantidad de energía eléctrica que se requiera en determinada hora del día y de la intensidad de energía que trasmite la CFE al centro de trabajo que lo requiera.
- Es importante aclarar que el precio también varía por la inversión en infraestructura que requiere la CFE para satisfacer la demanda de energía.

Como se explicó anteriormente, el precio de la energía eléctrica varía de acuerdo al centro de trabajo en el cual es generado, para determinar este precio se asignaron costos de: operación, mantenimiento, depreciación, intereses e impuestos.

Cuando se habla de precios interorganismos, se refiere al precio al cual factura por ejemplo Pemex Petroquímica a Pemex Refinación, esto en caso de que algún centro de trabajo de Pemex Refinación tenga déficit de energía, por lo que requiere se portee energía eléctrica de centros que cuenten con excedentes, en este caso Pemex Petroquímica, por lo tanto lo se factura a precio de Kwh interorganismos y se paga a la CFE la distribución por esa energía.

19.- Coque: Producto sólido, muy cargado de carbono, de densidad próxima a 1.2, color entre pardo oscuro y gris negro y estructura celular o granular (sirve para la fabricación de electrodos de grafito artificial, abrasivos, pigmentos, y como combustible). Existen muchas empresas cuya materia prima es coque en piedra y el producto es coque con un diámetro de partícula muy pequeña.

Pemex Refinación tuvo una importante generación de energía eléctrica durante la vigencia del Convenio SWAP en 2003, pero esta no fue suficiente para lograr el autoabastecimiento al 100% por lo que tuvo la necesidad de comprar parte de la energía eléctrica faltante a la CFE y otra parte la obtuvo por medio del Convenio SWAP de Pemex Petroquímica y de los Centros Generadores de Pemex Refinación como se puede observar en la **Tabla A** de los anexos, presentándose del mismo un resumen:

Convenio SWAP 2003	Generación Propia	Entrega a CFE	Porteo PPQ y Pemex Refinación	Consumo a la CFE
TOTALES	2,672,417,740	105,068,555	307,125,282	16,708,021

De la información analizada tenemos que la generación propia de energía durante 2003 por parte de Pemex Refinación fue de 2,672,417,740 Kwh que corresponde al 89.19% de la energía utilizada durante el Convenio SWAP, de Pemex Petroquímica y Centros Generadores de Refinación obtuvo por medio del Convenio 307,125,282 Kwh que representa el 10.25% de la energía utilizada por Pemex Refinación y consumió de la CFE 16,708,021 Kwh que solo significo el 0.56% de la energía total utilizada durante la vigencia del Convenio SWAP como se puede observar en el grafico de la **Tabla .**

En las **Tablas I, II, III, IV y V** de los Anexos, se presenta la energía entregada por las Refinerías Madero, Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz y Tula a los Centros con déficit.

La Refinería Cadereyta no se encuentra relacionada, debido a que no contó con excedentes, ya que fue uno de los principales centros al que se envió energía eléctrica para su operación y lo único que se pagó en estos casos a la CFE fue el costo de transmisión.

De la información que se presenta en las **Tablas I, II, III, IV y V** tenemos que la Refinería Salamanca fue la que aportó más energía excedente con 34,492,771 Kwh durante la duración del Convenio SWAP que representa el 32.8 % de la energía total porteadada, le sigue la Refinería Madero con 32,730,408 Kwh que constituye el 31.2%, en tercer lugar se encuentra la Refinería Minatitlán con 20,241,007 Kwh que corresponde al 19.3%, la Refinería Tula transmitió 15,743,694 Kwh que es el 15% de la energía transferida y la Refinería de Salina Cruz con 1,860,675 Kwh ocupó el último lugar representando el 1.8% del total de la energía que las Refinerías aportaron al Convenio SWAP en 2003, como se puede ver en el gráfico 1 de los anexos.

Es importante señalar en el caso de la Refinería Salina Cruz que en los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto, septiembre, octubre y diciembre, tuvo excedentes de energía que fueron transferidos a la red de la CFE y la misma se transmitió a ese Centro de Trabajo cuando tuvo déficit, lo anterior se debe a que la energía no se

puede almacenar y en las horas en que dicha Refinería se encuentra en mayor proceso productivo de refinados, puede contar con excedentes de energía la cual debe ser transferida, pero puede llegar a necesitar de ella cuando tiene déficit e incluso podemos ver que en los meses de marzo abril y junio tuvo la necesidad de recibir energía de las Refinerías de Minatitlán, Salamanca y Tula respectivamente, no obstante en los meses de marzo y noviembre pudo portear energía a la Terminal Marítima de Pajaritos y a la Refinería Cadereyta respectivamente.

Lo anterior debido a que algunos centros de trabajo son autosuficientes y a la vez generan excedentes los cuales envían a la red de la CFE para que esta los distribuya a centros de Refinación con déficit, pero es importante resaltar que estos centros también requieren de energía eléctrica a determinadas horas del día, esto se debe a que la energía eléctrica es un producto que no se puede almacenar, así que, cuando estos centros generadores tienen excedentes lo envían a la red y cuando requieren de energía la toman de la red de la CFE, energía que a su vez fue generada en algún centro que contaba con excedentes y que puso esa energía a disposición de la CFE para que ésta a su vez la distribuyera.

En los anexos se presentan las gráficas en las que se consignan las Refinerías que aportaron sus excedentes durante el Convenio SWAP en 2003 y las que hicieron uso de esa energía.

Con ello tenemos que del total de la energía porteada por la Refinería Salina Cruz, el 71.4% fue utilizado por la misma Refinería y el 28.6% fue porteado a otros Centros de Trabajo. Dicha situación se puede observar en cada una de las Refinerías que tuvieron en determinados meses excedentes de energía los cuales se reintegraron a sus procesos productivos en cuanto contaron con déficit, como se puede observar en la gráfica de la Tabla I.

En el caso de la Refinería Madero que fue la que contribuyo con más energía porteada durante la duración del Convenio SWAP en 2003, el 97.1% de la energía excedente la transmitió a diversos Centros de Trabajo con déficit y el 2.9% de dicha energía fue utilizada por dicha Refinería de acuerdo al gráfico de la Tabla II.

La Refinería Minatitlán porteo a otros Centros de Trabajo con déficit el 67.8% del total de la energía transferida durante el Convenio SWAP en 2003 y utilizó el 32.2% de dicha energía porcentajes que se consignan en el gráfico de la Tabla III.

Para la Refinería Salamanca tenemos que de la energía excedente generada durante el Convenio SWAP en 2003, únicamente utilizó en sus procesos productivos el 0.6% de la energía porteada y el 99.4% lo remitió a diversos Centros de Trabajo con déficit, con ello podemos observar que si bien es cierto esta Refinería no fue la que más energía transfirió durante el convenio, si fue la que más aportó a otros Centros de Trabajo con un total de 34,286,763 Kwh durante la duración del Convenio, como se puede observar en el **Gráfico X** de los Anexos.

En cuanto a la Refinería Salamanca que fue la que aportó más energía excedente con 34,492,771 Kwh durante la duración del Convenio SWAP, únicamente envió el 54.2% de su energía excedente a otros Centros con déficit y utilizó en sus propios procesos productivos el 45.8% de esta energía, siendo la que utilizó la mayor cantidad de energía porteadas por las Refinerías con un total de 7,215,025 Kwh durante el Convenio SWAP en 2003 lo cual se detalla en el gráfico de la Tabla V.

No obstante lo anterior y como veremos más adelante la Refinería que más se benefició con este Convenio fue la de Cadereyta a quien se le transfirió el 37.5% del total de la energía porteadas por las 5 Refinerías con excedentes, con un total de 63.075.523 Kwh, como se consigna en el gráfico de la Tabla VI.

Los precios interorganismos por la generación de 1 Kwh de acuerdo a la Refinería y al mes de generación, varía dependiendo el precio del combustible, estos precios se observan en la Tabla 1.

Tabla VI
Precio por 1 Kwh durante 2003 (Fuente Pemex Refinación)

	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
MADERO			1.145	1.263	1.181	1.063	1.148	1.064	1.098	1.159
MINATITLAN	1.877	1.128	1.107		1.143	1.021	1.101	1.017	1.052	1.111
SALAMANCA	1.963	1.212	1.187	1.306	1.224	1.108	1.197	1.112	1.147	1.210
SALINA CRUZ	1.877	1.128	1.107	1.226	1.141	1.021	1.101	1.017	1.052	1.101
TULA	1.941	1.190	1.160	1.295	1.203	1.086	1.173	1.088	1.123	1.185

El mecanismo de compensación interna que se utilizó entre los diferentes organismos subsidiarios fue el "Sistema de Compensación de Adeudos Interorganismos". En el caso de Pemex Refinación esta cuenta con 6 Refinerías en donde las Refinerías de Madero, Minatitlán y Salamanca cuentan con excedentes de energía.

En la TABLA "a", se observa la energía eléctrica que cada una de las Refinerías entregó a la red de la CFE para que esta a su vez fuera entregada a los centros de trabajo con déficit de energía (porteo).

TABLA "a"
Energía porteadas por Refinación en Kwh, durante 2003, por medio del Convenio SWAP de Energía Eléctrica (Fuente Pemex Refinación)

	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL
MADERO			2,022,559	1,801,408	2,900,805
MINATITLAN	2,010,961	2,005,430	1,462,706		1,289,045
SALAMANCA	1,853,423	1,973,589	2,286,873	4,918,278	3,437,737
SALINA CRUZ	2,203	128,858	39,748	313	25,480
TULA	1,081,683	732,429	21,069	764,277	2,906,104
TOTAL	4,948,270	4,840,306	5,832,955	7,484,276	10,559,171

	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
MADERO	3,756,436	4,693,873	4,772,570	6,892,327	5,890,430	32,730,408
MINATITLAN	2,888,050	3,074,584	2,410,701	1,806,805	3,292,725	20,241,007
SALAMANCA	2,745,317	3,697,790	5,189,557	3,730,912	4,659,295	34,492,771
SALINA CRUZ	66,085	8,041	406,095	808,914	374,938	1,860,675
TULA	1,403,393	2,350,871	2,588,269	1,203,605	2,691,994	15,743,694
TOTAL	10,859,281	13,825,159	15,367,192	14,442,563	16,909,382	105,068,555

De acuerdo a la información relacionada y al gráfico de la Tabla "a" observamos que el 32.8% de la energía porteada por refinación la llevo a cabo la Refinería de Salamanca, el 31.2% que corresponde al segundo lugar fue entregado por la Refinería de Madero, la Refinería Tula entregó el 19.3% de esta energía ocupando el tercer lugar, el 15% la entrego la Refinería Minatitlán y la que porteo menos energía fue la Refinería de Salina Cruz quien envió solo el 1.8%.

Conforme las cifras presentadas en tabla "a" y al precio por generación de 1 Kwh en cada centro de trabajo, la factura interorganismos correspondiente por el intercambio de energía entre centros de trabajo se consigna en la TABLA "b".

Donde se ve que Pemex Refinación de acuerdo al precio interorganismos por la generación de energía eléctrica tuvo una facturación de \$123,973,644.27.

TABLA "b"

Factura en Pesos por entrega de energía en el año 2003, por medio del Convenio SWAP de Energía Eléctrica (Fuente Pemex Refinación)

	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL
MADERO			2,315,830.06	2,275,178.30	3,425,850.71
MINATITLAN	3,774,573.80	2,262,125.04	1,619,215.54		1,473,378.44
SALAMANCA	3,638,269.35	2,391,989.87	2,714,518.25	6,423,271.07	4,207,790.09
SALINA CRUZ	4,135.03	145,351.82	44,001.04	383.74	29,072.68
TULA	2,099,546.70	871,590.51	24,440.04	989,738.72	3,496,043.11
TOTAL	9,516,524.88	5,671,057.24	6,718,004.92	9,688,571.83	12,632,135.02

	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
MAD.	3,993,091.47	5,388,566.20	5,078,014.48	7,567,775.05	6,827,008.37	36,871,314.63
MIN.	2,948,699.05	3,385,116.98	2,451,682.92	1,900,758.86	3,658,217.48	23,473,768.10
SAL.	3,041,811.24	4,426,254.63	5,770,787.38	4,279,356.06	5,637,746.95	42,531,794.89
SAL. C.	67,472.79	8,853.14	412,998.62	850,977.53	412,806.74	1,976,053.12
TULA	1,524,084.80	2,757,571.68	2,816,036.67	1,351,648.42	3,190,012.89	19,120,713.54
TOTAL	11,575,159.34	15,966,362.64	16,529,520.07	15,950,515.91	19,725,792.42	123,973,644.27

Cabe aclarar que el costo de los servicios de transmisión en 2003 fue del orden de \$0.02 por Kwh transmitido, y de acuerdo a esta tarifa el costo para Pemex Refinación por la transmisión de energía eléctrica durante la vigencia del convenio de SWAP fue de \$2'101,371.10 cifra que resulta al multiplicar 105'068,555 Kwh por \$0.02 que es el costo de los servicios de transmisión que cobró CFE a PEMEX, esto de acuerdo a la energía que fue porteada.

Como mencionamos anteriormente, no solamente Pemex Refinación cuenta con excedentes de energía eléctrica, ya que los centros petroquímicos en sus procesos productivos generan energía excedente misma que fue enviada a la red de la CFE para que esta los transmitiera a los Centros de trabajo de Pemex Refinación que tenían déficit de energía eléctrica, aclarando que el costo del Kwh fue igual para los dos organismos dependiendo del mes que se tratará, ya que éste fue calculado conjuntamente.

En la TABLA "c", se consigna la energía en Kwh que los centros generadores petroquímicos enviaron a la red de la CFE para que esta a su vez la distribuyera a los centros de Pemex Refinación que tenían déficit.

TABLA "c"
Energía porteada por Petroquímica en Kwh, durante 2003, por medio del Convenio SWAP de Energía Eléctrica (Fuente Pemex Refinación)

	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL
CADEREYTA	23,304,491	23,888,048	30,104,053	21,138,873	25,095,734
MADERO	62,578	33,318	0	0	0
MINATITLAN	0	7,364	113,700	0	0
SALAMANCA	0	0	0	0	0
SALINA CRUZ	0	0	2,475,267	2,768,140	1,272,974
TULA	23,782	0	1,901,351	444,441	645,367
TOTAL	23,390,851	23,928,730	34,594,371	24,351,454	27,014,075

	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
CADEREYTA	14,125,378	18,480,072	16,057,135	12,909,645	17,702,973	202,806,402
MADERO	0	0	0	0	0	95,896
MINATITLAN	0	0	1,027,102	746,511	0	1,894,677
SALAMANCA	0	0	0	0	0	0
SALINA CRUZ	1,562,246	2,078,895	617,529	0	197,186	10,972,237
TULA	0	0	0	1,982,241	411,908	5,409,090
TOTAL	15,687,624	20,558,967	17,701,766	15,638,397	18,312,067	221,178,302

Con la información presentada en la tabla "c" tenemos que las refinerías recibieron de Pemex Petroquímica 221,178,302 Kwh durante el Convenio SWAP de energía eléctrica, siendo la Refinería Cadereyta la que más se benefició de dicho porteo ya que fue la que recibió 202,806,402 Kwh, durante la duración del convenio.

En la TABLA "d" se presenta el precio por Kwh con la cual Petroquímica facturo vía interorganismos. Es importante aclarar que en esta tabla no se toma en cuenta a la Refinería de Salamanca, toda vez que esta no tuvo la necesidad de portear energía de otros centros de trabajo, ya que fue la Refinería que incluso porteó el 99.4% de su energía generada a los centros con déficit.

TABLA "d"
Precio por 1 Kwh, en el año 2003, por medio del
Convenio SWAP de Energía Eléctrica (Fuente Pemex Refinación)

	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
CADEREYTA	1.251	1.189	1.166	1.185	1.193	1.185	1.172	1.188	1.122	1.184
MADERO	1.276	1.189								
MINATITLAN		1.203	1.206					1.280	1.105	
SALINA CRUZ			1.285	1.085	1.172	1.187	1.214	1.093		1.210
TULA	1.135		1.146	1.215	1.134				1.183	1.216

Los importes facturados vía interorganismos a Pemex Refinación por concepto de porteo de energía eléctrica, se presentan en la TABLA "e".

TABLA "e"
Factura en Pesos por recibo de energía, en el año 2003, por medio del
Convenio SWAP de Energía Eléctrica (Fuente Pemex Refinación)

	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL
CADEREYTA	29,153,918.24	28,402,889.07	35,101,325.80	25,049,564.51	29,939,210.66
MADERO	79,849.53	39,615.10			
MINATITLAN		8,858.89	137,122.20		
SALINA CRUZ			3,180,718.10	3,003,431.90	1,491,925.53
TULA	26,992.57		2,178,948.25	539,995.82	731,846.18
TOTAL	29,260,760.34	28,451,363.07	40,598,114.34	28,592,992.22	32,162,982.37

	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
CADEREYTA	16,738,572.93	21,658,644.38	19,075,876.38	14,484,621.69	20,960,320.03	240,564,943.69
MADERO						119,464.63
MINATITLAN			1,314,690.56	824,894.66		2,285,566.31
SALINA CRUZ	1,854,386.00	2,523,778.53	674,959.20		238,595.06	12,967,794.31
TULA				2,344,991.10	500,880.13	6,323,654.04
TOTAL	18,592,958.93	24,182,422.91	21,065,526.14	17,654,507.45	21,699,795.22	262,261,423.00

De acuerdo a la **Tabla "e"** Pemex Petroquímica facturo a Pemex Refinación \$262'261,423.00 por concepto de porteo de energía eléctrica de sus centros generadores a centros con déficit de Pemex Refinación.

Con la información anterior y a los \$123'973,644.27 que Pemex Refinación produjo en energía eléctrica durante la duración del convenio, tenemos que este Organismo Subsidiario de Petróleos Mexicanos tuvo un ahorro en flujo de efectivo de \$386'235,067.25 por producción energía eléctrica.

Es importante aclarar que Pemex Refinación consideró los \$386'235,067.25 como ahorro en flujo de efectivo al facturarse esta cifra vía interorganismos, pero en

ningún momento comparo esta cifra con lo que hubiese pagado si esta energía la hubiese adquirido de la CFE.

En las gráficas de la **Tabla "e"** presentada en los anexos podemos observar de acuerdo a las gráficas presentadas que la Refinería que hizo uso intensivo de la energía que proporciono Petroquímica fue la de Cadereyta a quien se envió el 91.73% del total de la energía porteada, seguida por la Refinería Salina Cruz a la que se envió el 4.94% de la energía, la Refinería de Tula recibió el 2.41%, Minatitlán únicamente recibió EL 0.87% y la Refinería que recibió menos energía fue Madero a quien únicamente se le transfirió el 0.05%.

De acuerdo a los datos presentados tenemos que Pemex Petroquímica facturo a Pemex Refinación vía interorganismos la cantidad de \$262'261,422.98 por concepto de porteo de energía eléctrica y Pemex Refinación se facturo vía interorganismos la cantidad de \$123,973,644.27 por concepto de porteo de energía eléctrica, el gran total es de \$386'235,067.25 por producción energía eléctrica el cual Petróleos Mexicanos contempla como ahorro en flujo de efectivo.

Ya que el autoabastecimiento de electricidad está permitido por la legislación mexicana desde 1992 y que en este caso se utilizó mediante el Convenio SWAP es una alternativa en la medida que la generación unitaria (kWh) es más barata que lo que se paga en horas "punta", por lo que se puede decir que, si el costo del kWh autoabastecido es igual o menor a lo que se cobra en horas "intermedias" es una extraordinaria oportunidad para lograr economizar en la operación de la empresa.

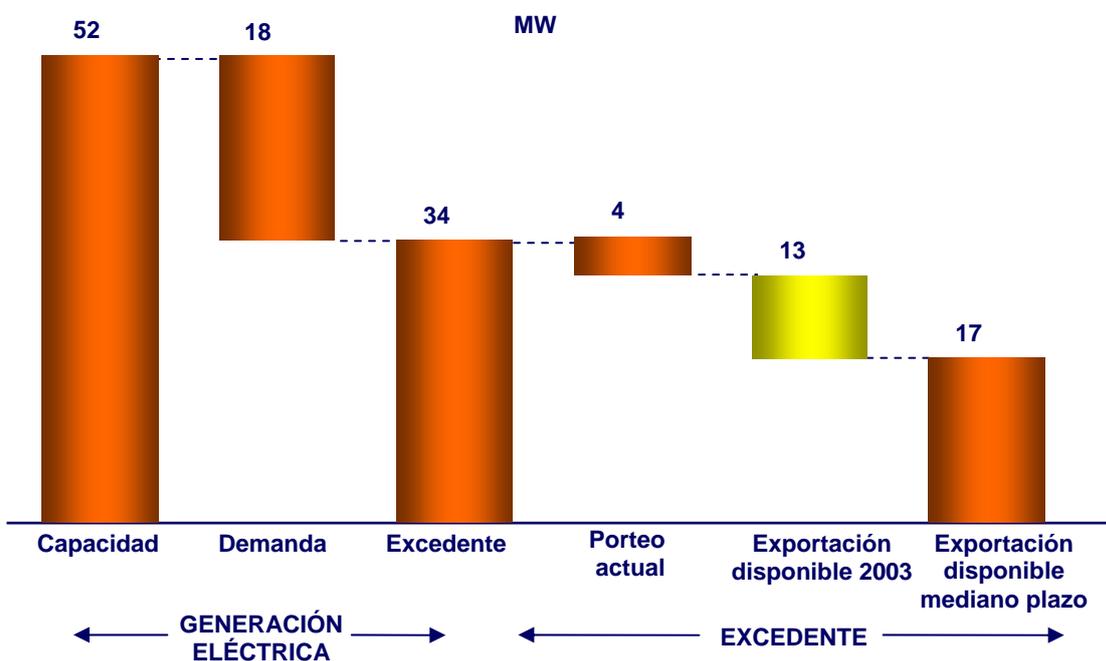
De lo antes expuesto es importante hacer notar que el precio que PEMEX Refinación pagó a la CFE durante la vigencia del presente Convenio no se puede comparar con otros años ya que estos precios no reflejan el precio real de la energía eléctrica en una situación normal de suministro de energía ya que el presente Convenio fue un caso extraordinario de suministro de energía eléctrica, lo anterior debido a que el costo del Kwh en hora punta fue muy alto debido a que el consumo de energía no fue constante ya que en momentos determinados este consumo se disparó. Por lo antes señalado es importante hacer algunas apreciaciones acerca de cómo se factura la energía eléctrica en condiciones de alta tensión en los que se consideran diversos factores los cuales se analizarán a continuación:

Es importante hacer mención que a pesar de que algunos centros de Pemex Refinación generaron grandes excedentes de energía eléctrica también requirieron energía de otros Organismos Subsidiarios de Petróleos Mexicanos en este caso fue de Pemex Petroquímica que en 2003 tenía una capacidad instalada de generación eléctrica de 524 MW; y contaba con excedentes por 340 MW y "porteaba" antes del Convenio a Centros de Trabajo de Petróleos Mexicanos con déficit 47 MW principalmente a Pemex Refinación. Con el convenio SWAP de energía eléctrica en 2003, este Organismo tenía la capacidad transferir energía a otros centros de Petróleos Mexicanos por 121 MW adicionales.

Durante el periodo de noviembre de 2002 a febrero de 2003, personal de la CFE y Petróleos Mexicanos, efectuaron visitas técnicas para revisar a detalle los equipos de generación de con que cuenta la ultima, tales como subestaciones de enlace con CFE, y los sistemas de medición y protección en las instalaciones susceptibles de apoyar con excedentes al Sistema Eléctrico Nacional.

Como resultado de las visitas realizadas, se observó que Pemex Petroquímica podría entregar a CFE hasta 168 MW en el transcurso de 2003. La disponibilidad inmediata se determinó en 102 MW; además, se estimó que en una segunda etapa, con una inversión cercana a los 10 millones de dólares, esta capacidad excedente podría incrementarse en 66 MW y capturarse en un periodo de 8 meses.

La capacidad de generación de energía eléctrica en 2003 de Pemex Petroquímica era de 52 MW, la demanda para sus procesos productivos era de 18 MW, quedando 34 MW como excedentes los cuales podrían ser porteados a los Centros de Trabajo con déficit o a la CFE, asimismo podemos ver que en ese año solamente se porteo 4 MW quedando disponibles 13 MW, y a mediano plazo podían dispones de 17 MW, con lo que se puede inferir que la capacidad de generación eléctrica de Pemex Petroquímica no se utilizaba totalmente, como se puede observar en la siguiente gráfica.



2.6.1.- Parámetros a controlar en la energía eléctrica y distintos métodos de medición de la energía eléctrica

a) Factor de potencia: Este factor resulta de la comparación de la potencia aparente (KVA) con la potencia real (KW) y es el resultado de dividir la energía activa (KWh) y la energía aparente (la resultante de la potencia activa y la reactiva) acumulada

durante todo el periodo de consumo (típicamente un mes). El medidor de potencia reactiva es idéntico al de energía activa, sólo que está instalado para medir los KVARh.

b) Demanda (KW): Otro parámetro importante a controlar es el pico de demanda máxima de potencia. Esta medición se hace continuamente por parte de la compañía suministradora y se registra el valor más alto de la demanda de todo el mes. En base a este valor máximo se calcula la facturación.

c) Energía (KWh): Los KWh se miden por integración de la demanda a lo largo del tiempo. En este caso también es posible medir el consumo en diferentes periodos del día. En el caso de tarifas horarias, es importante acumular los pulsos de cada horario por separado.

d) Demanda. Respecto a la demanda industrial, categoría en la cual entra Pemex Refinación, está es la más sofisticada ya que en ella existen dos tipos de medidores:

De pulsos. Este es el método más preciso y se utiliza tanto en medidores mecánicos, como electrónicos. A estos medidores se les conecta un registrador que permite indicar la hora a la que ocurrió el consumo. Este medidor es obligatorio para tarifas horarias. En el caso de Pemex Refinación. Ya que como se señaló anteriormente el beneficio para Pemex con la aplicación de este nuevo esquema de "Porteo" (Convenio SWAP), consiste en aprovechar la capacidad instalada de generación de potencia disponible en diferentes centros, y sustituir así compras de fluido eléctrico a CFE, a la tarifa mensual de alta tensión (modalidades HS y HT), que se explican a continuación:

H-S	Tarifa horaria subtransmisión, para tensiones de suministro mayores de 35 y menores de 220 kV.	kWh-kw Punta kWh-kw Base kVARh
H-T	Tarifa horaria Transmisión para tensiones de suministro de 220 kV o mayores.	kWh-kw Punta kWh-kw Base kVARh

Donde:

KwH.- Es el consumo de energía activa en kilowatt-hora.

kW.- Es la demanda máxima promedio, registrada en un periodo de 1 minutos.

kVARh.- Es el consumo de energía reactiva de la carga, que permite determinar el factor de potencia promedio mensual.

kWh Punta.- Es el consumo de energía en horario punta.

kw Punta.- Es la demanda máxima promedio en horario punta.

kwh Base.- Es el consumo de energía en horario base.

kw Base.- Es la demanda máxima promedio en horario base.

Además de lo expuesto también es necesario considerar los siguientes conceptos.

Demanda Máxima. Es la demanda medida en kW durante cualquier intervalo de 15 minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica fue mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el periodo de consumo, esta es medida en Kilowatts; esta aplicación se realiza en las tarifas H-S y H-T, ya que entre más alta sea la demanda de energía en un momento dado por un periodo de 15 min., más alto será su cargo o facturación. Existen 4 tipos de demanda máxima una es demanda máxima medida, (DMM) por periodo punta, en periodo intermedio y en periodo base, para determinar el consumo de energía para facturación se toman en el caso de tarifas industriales los siguientes tipos de consumo:

- Consumo base
- Consumo intermedia
- Consumo semipunta
- Consumo punta
- **Consumo Total**

Período de Demanda. Es el periodo de tiempo en el cual se promedia el consumo de potencia para calcular la demanda acumulada. En el caso de la CFE, el periodo de demanda es igual a 15 minutos.

La factura de la energía eléctrica en el caso de alta tensión para uso industrial, es bastante complejo ya que toma diversos conceptos para determinar el precio del Kwh, asimismo, se explicó que en el caso de autoabastecimiento si el precio de la energía que se autogenera es menor al precio del Kwh punta con ello se generan importantes ahorros en la industria, lo cual sucedió durante la aplicación del Convenio SWAP en el que el precio más alto registrado por la generación de 1 Kwh por parte de refinación fue de \$1.963 generado en la Refinería Salamanca durante el mes de marzo y el precio más bajo de 1 Kwh que la CFE facturo a Pemex Refinación fue de \$3.40 en la Refinería Cadereyta en el mes de agosto, asimismo, se ha tomar en cuenta que esta Refinería fue la hizo uso intensivo del convenio SWAP de energía eléctrica toda vez que contó con el mayor déficit por lo que se infiere que el consumo de energía que presentó fue constante durante todo el tiempo por lo cual el precio del Kwh punta no se disparó como en otros casos.

A pesar de que algunos centros de Pemex Refinación generan grandes excedentes también requieren energía de la CFE, esto se puede dar porque en ese momento determinado en el que se requiere de energía no existe en la red de distribución de la CFE excedentes de ningún centro de trabajo por lo que ésta vende la energía a Pemex Refinación a las tarifas H-S y H-T, que implica que entre más alta sea la demanda de energía en un momento dado por un periodo de 15 min., más alto será su cargo o facturación.

Es importante presentar las cantidades de energía eléctrica que Pemex Refinación requirió de la CFE y la factura que se generó por este consumo, y ver los precios por

Kwh que se pago durante la vigencia del Convenio SWAP para comprender la relevancia que para Pemex Refinación tuvo tanto la autogeneración de energía eléctrica para su consumo, como la transferencia que Pemex Petroquímica le realizó con la aplicación del Convenio.

En la siguiente tabla, se presenta el precio que PEMEX Refinación pago por 1 Kwh a la CFE durante la vigencia del Convenio de SWAP, en el año 2003.

Precio por 1 Kwh (Fuente Pemex Refinación)

	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
CADEREYTA	4,90	5,49		4,85	4,45	3,40	4,65			
MADERO			5,51	6,87						
MINATITLAN								9,65	11,34	
SALAMANCA						13,20				14,58
SALINA CRUZ				11,27	14,01					
TULA				16,03					14,20	15,72

Es conveniente señalar que el precio que PEMEX Refinación pago a la CFE durante la vigencia del presente Convenio no se puede comparar con otros años ya que estos precios no reflejan el precio real de la energía eléctrica en una situación normal de suministro de energía.

TABLA "f"

Energía consumida a CFE en Kwh durante 2003, por medio del Convenio SWAP de Energía Eléctrica (Fuente Pemex Refinación)

	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL
CADEREYTA	637,747	104,538	0	7,293,255	4,578,342
MADERO	0	0	93,366	116,524	0
MINATITLAN	0	0	0	0	0
SALAMANCA	0	0	0	0	0
SALINA CRUZ	0	0	0	142,043	1,969
TULA	0	0	0	242,318	0
TOTAL	637,747	104,538	93,366	7,794,140	4,580,311

	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
CADEREYTA	2,525,544	2,182	0	0	0	15,141,608
MADERO	0	0	0	0	0	209,890
MINATITLAN	0	0	247,171	265,843	0	513,014
SALAMANCA	9,043	0	0	0	238	9,281
SALINA CRUZ	0	0	0	0	0	144,012
TULA	0	0	0	9,662	438,236	690,216
TOTAL	2,534,587	2,182	247,171	275,505	438,474	16,708,021

En la gráfica de la **Tabla "f"** observamos que la Refinería que utilizó más energía proveniente de la CFE fue Cadereyta quien consumió el 90.62% del total de la energía, Tula utilizó el 4.13%, Minatitlan el 3.07%, Madero el 1.26%, Salina Cruz el 0.86% y la Refinería que utilizó menos energía proveniente de la CFE fue Salamanca quien únicamente requirió el 0.06% de la energía entregada por la CFE.

Con la información anterior tenemos que Pemex Refinación pago a CFE por consumo de energía eléctrica lo siguiente:

TABLA "g"
Factura de CFE en Pesos por recibo de energía durante 2003, por medio del Convenio SWAP de Energía Eléctrica (Fuente Pemex Refinación)

	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL
CADEREYTA	3,124,601	574,325	0	35,367,116	20,375,557
MADERO	0	0	514,447	801,470	0
MINATITLAN	0	0	0	0	0
SALAMANCA	0	0	0	0	0
SALINA CRUZ	0	0	0	1,600,807	27,583
TULA	0	0	0	3884357.54	0
TOTAL	3,124,601	574,325	514,447	41,653,751	20,403,140

	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
CADEREYTA	8,574,222	10,144	0	0	0	68,025,965
MADERO	0	0	0	0	0	1,315,917
MINATITLAN	0	0	2,386,100	3,013,690	10,259	5,410,049
SALAMANCA	119,347	0	0	0	3,471	122,818
SALINA CRUZ	0	0	0	0	0	1,628,390
TULA	0	0	0	137200.4	6,888,430	10,909,988
TOTAL	8,693,569	10,144	2,386,100	3,150,890	6,902,160	87,413,127

Pemex Refinación pagó a CFE durante 2003 la cantidad de \$87'413,127.00 lo anterior se debe a que el presente Convenio fue un caso extraordinario de suministro de electricidad, ya que la energía que demandó Pemex Refinación de la CFE en kwh tuvo un comportamiento diferente al de años anteriores ya que como se explicó anteriormente la factura de energía de alta tensión se basa en intervalos de 15 minutos, en los cuales el consumo de energía eléctrica fue mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el periodo de consumo normal, lo que implicó que su cargo o facturación fuera más alta.

De acuerdo a la cifra anterior podemos concluir que para Pemex representaría un ahorro importante en flujo de efectivo, si se le permitiera autogenerar la energía que requiere para sus procesos de producción y a la vez enviar sus excedentes a la red de la CFE. En este sentido es importante señalar que el precio del Kwh generado en los centros de Petróleos Mexicanos, son tasados con base a criterios de la Operación y Mantenimiento de Plantas de Cogeneración.

Por lo que se puede concluir que Pemex Refinación, realizó un uso intensivo de este nuevo esquema contractual, al considerar por ejemplo, que sus centros consumieron entre el 42 al 62 por ciento, de la energía total entregada a la red de CFE, tomando en cuenta que a principios del 2003, PEMEX autogeneraba más del 80% de la

energía eléctrica que consumía y contaba con una capacidad de generación eléctrica de 1,760 MW y producía en promedio 653 MW por lo que el restante lo compraba a CFE.

La conveniencia de la participación de empresas Paraestatales como es el caso de PEMEX, en la generación de energía eléctrica para el autoabastecimiento y en caso de generar excedentes de energía poder suministrarlo al servicio público, se vio durante el convenio que se celebró entre PEMEX y la CFE durante el período de febrero a diciembre de 2003, ya que la empresa antes de ese periodo satisfacía sus necesidades de vapor y generaba el 86% de la energía eléctrica para su autoabastecimiento, tomando en cuenta que en antes de febrero de 2003 sólo 3 refinerías (Tula, Cadereyta y Salamanca) contaban con contratos de entrega de electricidad hacia centros consumidores de Pemex, cabe mencionar que a partir del 26 de febrero del 2003, estos contratos han quedado cancelados, para permitir que la energía eléctrica de todas las Refinerías que cuentan con excedentes sean entregada a la red de CFE para ser utilizada en Centros de Trabajo de Pemex Refinación con déficit.

En razón de lo anterior Pemex Refinación debería ocupar de la CFE tan sólo los cargos mínimos de servicio. No obstante lo anterior la autorización de este nuevo esquema de transferencia de energía eléctrica sólo aplicó durante 2003 por la contingencia presentada, por lo que la CFE dio por terminado dicho esquema de SWAP.

TABLA "h"

Generación propia de energía por parte de las Refinerías en Kwh, durante el Convenio SWAP en el año 2003 (Fuente Pemex Refinación)

	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL
CADEREYTA	30,337,760	25,272,940	21,429,990	24,125,600	32,638,230
MADERO	53,959,630	52,469,660	55,762,590	56,939,480	62,226,140
MINATITLAN	24,715,830	24,317,630	23,157,170	19,489,550	23,422,030
SALAMANCA	47,425,650	46,063,670	46,078,490	46,396,300	47,397,600
SALINA CRUZ	48,451,170	47,456,500	48,613,160	47,957,400	49,045,520
TULA	52,717,000	52,748,000	60,757,000	62,257,480	63,625,550
TOTAL	257.607.040	248.328.400	255.798.400	257.165.810	278.355.070

	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
CADEREYTA	35,294,260	32,102,859	35,909,490	34,568,860	32,181,580	303,861,569
MADERO	58,503,780	55,510,136	59,188,045	58,401,496	60,050,650	573,011,607
MINATITLAN	25,331,010	25,972,784	21,923,490	21,307,850	26,573,310	236,210,654
SALAMANCA	45,786,580	44,912,710	46,071,380	42,753,620	44,494,250	457,380,250
SALINA CRUZ	50,258,220	48,599,650	49,157,910	49,592,580	51,439,190	490,571,300
TULA	67,361,000	64,155,400	58,855,690	60,781,940	68,123,300	611,382,360
TOTAL	282.534.850	207.098.139	271.106.005	267.406.346	282.862.280	2'672,417,740

En las gráficas de la **Tabla "h"** se observa que del total de energía eléctrica que generó Pemex Refinación, la Refinería de Cadereyta generó el 11.37%, la Refinería

de Madero generó el 21.44%, la Refinería de Minatitlán el 8.84%, la Refinería de Salamanca 17.11%, la Refinería de Salina Cruz el 18.36% y la Refinería de Tula generó el 22.88%.

TABLA "i"
Consumo de energía para procesos de las Refinerías en Kwh, durante el
Convenio SWAP en el año 2003 (Fuente Pemex Refinación)

	Año 2003	Energía Consumida por Tipo	Energía Consumida por Refinería
CADEREYTA	GENERACION PROPIA	303'861,569.00	587'351,394.00
	PORTEO PPQ P. REF.	268'348,217.00	
	CONSUMO A LA CFE	15,141,608.00	
MADERO	GENERACION PROPIA	573'011,607.00	574'267,513.00
	PORTEO PPQ P. REF.	1'046,016.00	
	CONSUMO A LA CFE	209,890.00	
MINATITLAN	GENERACION PROPIA	236'210,654.00	247'933,128.00
	PORTEO PPQ P. REF.	11'209,460.00	
	CONSUMO A LA CFE	513,014.00	
SALAMANCA	GENERACION PROPIA	457'380,250.00	457'568,701.00
	PORTEO PPQ P. REF.	179,170.00	
	CONSUMO A LA CFE	9,281.00	
SALINA CRUZ	GENERACION PROPIA	490'571,300.00	506'248,048.00
	PORTEO PPQ P. REF.	15'532,736.00	
	CONSUMO A LA CFE	144,012.00	
TULA	GENERACION PROPIA	611'382,360.00	622,882,259.00
	PORTEO PPQ P. REF.	10'809,683.00	
	CONSUMO A LA CFE	690,216.00	
	TOTALES	2,996,251,043.00	2,996,251,043.00

De acuerdo a TABLA "i", tenemos que la Refinería que utilizó más energía durante el Convenio SWAP en 2003 fue Tula con un 20.79%, seguido por Cadereyta quien utilizó el 19.60%, Madero con un 19.17%, Salina Cruz con un 16.90%, Salamanca que utilizó el 15.27% y la Refinería que utilizó menos energía fue Minatitlán con un 8.27%, lo cual se puede apreciar más claramente en el grafico de la Tabla "i" presentada en los anexos.

2.7- Condiciones de generación de energía eléctrica en Pemex Refinación durante el Convenio SWAP.

Es importante resaltar que la generación de energía eléctrica llevada a cabo en el Convenio SWAP se llevó a cabo por medio de turbogeneradores de las plantas de Servicios Auxiliares en las Refinerías este equipo en algunos casos ya es obsoleto, es decir, que de las 41 calderas con que se cuenta en las refinerías 32 de ellas requieren reparaciones mayores y modernizaciones para continuar operando en forma confiable, lo que representa direccionar recursos cuantiosos para su rehabilitación. Lo mismo se puede decir de los turbogeneradores, ya que de los 23

existentes, 20 de ellos son de tecnología obsoleta y con eficiencias que van del 28 al 75% dependiendo del rango de operación.

Ya que más del 78% de los equipos para generar el vapor y más del 87% de los turbogeneradores con los que cuentan las refinerías tienen más de 10 años de antigüedad, es indicativo de que la vida útil de la mayoría de los equipos se ha cumplido y es necesario plantear su urgente renovación o sustitución por equipos modernos y eficientes.

Otro indicativo de los efectos que están causando las condiciones físicas de los equipos de servicios auxiliares, es la baja confiabilidad con la que actualmente se opera, por no tener suficiente capacidad de generación de vapor y energía eléctrica que permitan mantener las operaciones normales y poder rehabilitar al mismo tiempo los equipos que lo requieren, trayendo consigo un rezago en el mantenimiento oportuno lo que ocasiona más daños y más necesidades de recursos para reparar adecuadamente.

La solución a esta problemática de los servicios auxiliares, esta en inversiones de sistemas de vanguardia como la cogeneración que a la vez que solucionaría el problema de suministro de vapor y energía eléctrica a las Refinerías contribuiría a satisfacer la demanda nacional de energía eléctrica.

Debido a las economías de escala sería mucho más eficiente y rentable si las inversiones en cogeneración son efectuadas por terceros ya que al tener oportunidad de comercializar la energía eléctrica a gran escala, los servicios auxiliares que requieren las refinerías serían más baratos que si lo generaran las refinerías. La logística comercial sería que las refinerías proporcionarían a los terceros el combustible, de preferencia coque del petróleo, y los cogeneradores proporcionarían a las Refinerías vapor en cantidad y calidad, energía eléctrica e hidrógeno. La energía eléctrica excedente sería vendida por los cogeneradores a la CFE.

Bajo este mecanismo, los servicios auxiliares actuales pertenecientes a las Refinerías dejarían de operar, sus instalaciones serían dadas de baja para su desmantelamiento y el personal operativo podría ser direccionado a laborar en otras instalaciones de proceso, posiblemente en las plantas nuevas de reconfiguración.

CAPITULO 3

MARCO LEGAL Y REGLAMENTACIÓN PARA COGENERACIÓN

3.1.- Concepto de cogeneración

Para efectos legales en México, los procesos de cogeneración quedan definidos en el artículo 36, fracción II, de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. En el reglamento de la Ley mencionada en su artículo 103 puntualiza que se entiende por cogeneración a:

- I.- Producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas.
- II.- Producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos de que se trate.
- III.- Producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate.

El término cogeneración es ampliamente utilizado y aceptado para describir tanto el concepto de producción combinada de potencia y calor como para los equipos o sistemas utilizados para producir potencia y calor de esta manera.

A diferencia de un sistema convencional que produce electricidad o energía térmica, la cogeneración consiste en la producción simultánea o secuencial de energía mecánica y térmica a partir de una misma fuente de energía.

En otras palabras, los sistemas de cogeneración convierten la energía contenida en el combustible en 2 tipos de energías utilizables por la industria:

- 1.- Energía mecánica y/o eléctrica.
- 2.- Energía térmica, vapor útil o gases calientes para proceso.

La cogeneración moderna es un sistema tecnológico que incorpora diferentes principios, entre ellos la competitividad y la disminución de emisiones contaminantes; los cuales están contemplados en las políticas de globalización económica regional, así como la política internacional orientada a lograr un desarrollo sustentable.

El propósito principal de la cogeneración es lograr un mejor aprovechamiento de los combustibles primarios, razón por la cual se considera en los programas de ahorro de energía como una alternativa fundamental.

3.2.- Beneficios de la Cogeneración

En los sistemas de cogeneración la energía empleada para generar la energía eléctrica y térmica es mucho menor a la utilizada en los sistemas convencionales de generación de energía eléctrica y térmica por separado, es decir, que de un 100% de energía contenida en el combustible, en una termoeléctrica convencional sólo 33% se convierte en energía eléctrica, el resto, como ya se mencionó, se pierde a través del condensador, los gases de escape, las pérdidas mecánicas y las pérdidas eléctricas por transformación y transmisión. En los sistemas de cogeneración se llega a aprovechar hasta un 84 % de la energía contenida en el combustible para la generación de energía eléctrica y calor al proceso (25-30% eléctrico y 59-54% térmico).

Este proceso permite que el combustible que se agregue a un proceso, para generar energía eléctrica por cogeneración, sea mucho menor que el usado en las plantas convencionales de generación de energía eléctrica para la misma generación.

En términos generales, los beneficios potenciales de la cogeneración industrial son ampliamente reconocidos. Estos se pueden enfocar de diferente manera, desde el punto de vista de los intereses nacionales incluyen entre otros:

- Ahorros de energía primaria. Incrementando la capacidad de cogeneración en la industria, puede ayudar a reducir el consumo de combustibles que actualmente se usan en las plantas de generación de potencia. Se estima que con la instalación de una capacidad de 4,200 kWe, en un período de 10 años, se podría lograr un ahorro acumulado, equivalente a 325 millones de barriles de petróleo crudo.
- Incremento de la eficiencia de distribución. Las pérdidas por transformación y distribución disminuyen al tener a los sistemas generadores ubicados en los centros de consumo.
- Difiere las inversiones requeridas en ampliar la capacidad instalada en el país.
- Con los sistemas de cogeneración industrial se disminuye el crecimiento de la demanda, por lo que el crecimiento de la oferta se puede realizar más lentamente, lo que implica disminuir la velocidad de construcción de nuevas plantas generadoras.
- Reduce emisiones globales. Al disminuir globalmente el uso de energía primaria, produce que las emisiones derivadas de la combustión de combustibles fósiles disminuya, con el consiguiente beneficio.

Desde el punto de vista de los intereses de la industria se tienen los siguientes beneficios:

- Reducción de los costos de energía. Al utilizar el calor para la generación de potencia, los costos de la compra de energía eléctrica disminuyen

considerablemente. Se ha estimado que la reducción en la facturación energética total puede alcanzar hasta un 50%.

- Más confiabilidad en el suministro de energía. Generando su propia energía, en su propia planta, le da más confiabilidad y autosuficiencia a su suministro de energía. Un sistema de cogeneración conectado en paralelo con la red eléctrica como respaldo garantiza la continuidad en el suministro de energía eléctrica.
- Mejora en la calidad de la energía suministrada. Se puede corregir inmediatamente cualquier desviación, fuera de lo normal, del voltaje o la frecuencia.

A pesar de las grandes y muchas ventajas que tiene la utilización de la cogeneración, existen una serie de inconvenientes que se necesitan tomar en consideración antes de decidir la realización de un proyecto en específico. Los principales de estos son:

- Los sistemas de cogeneración requieren de una inversión substancial, que muchas compañías no están en disposición de erogar por tratarse de un proyecto que no incrementa su capacidad de producción, aunque sea altamente favorable.
- Los sistemas de cogeneración pueden llegar a ser complejos en su diseño, instalación y operación, por lo que requieren la utilización de empresas o personas bien capacitadas en esta área.

En algunos proyectos su economía puede ser muy sensible a los costos de energía eléctrica y de los combustibles, los cuales son impredecibles, aunque la tendencia normal es hacia la alza, por lo menos en el mediano plazo. Para los proyectos que son altamente dependientes de la venta de excedentes a la red, deben de buscar contratos a largo plazo con precios de compra que mantengan la rentabilidad del proyecto.

3.3.- Marco Legal

La implantación de autogeneración y generación no es un problema tecnológico o técnico. El hecho es que cualquier persona física o moral puede generar la energía para su propio consumo y los sobrantes venderlos al proveedor encargado o comisionado por los gobiernos en diferentes países, para generar y distribuir la energía eléctrica; esto implica establecer una serie de leyes y reglamentos o regulaciones, para definir los procedimientos necesarios para los permisos, contratos de compraventa y otros asuntos relacionados con la autogeneración y cogeneración.

En México no había leyes ni reglamentos para la cogeneración, aunque implícitamente, es decir, discrecionalmente se otorgaban los permisos para tales casos, cuando la energía térmica y eléctrica era para el consumo propio.

Dadas las ventajas que ofrecen los sistemas de cogeneración en el ahorro de energéticos primarios de un país, el gobierno mexicano ha estado tratando de impulsarlo y como una de las primeras medidas de apoyo ha desarrollado un marco regulatorio en esta área.

El día 31 de mayo de 1991, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en materia de autoabastecimiento y cogeneración, editado por la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal (SEMIP), hoy Secretaría de Energía (SE).

La SE publicó el día 2 de Septiembre de 1991, en el diario Oficial las normas para el autoabastecimiento de energía, como cumplimiento del decreto anterior.

Para que el reglamento tenga carácter de ley, el día 23 de diciembre de 1992, El H. Congreso de la Unión aprobó las reformas, adiciones y derogaciones de diversas disposiciones de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

Posteriormente, el día 31 de mayo de 1993, se publicó el nuevo reglamento con los cambios, aprobados por el H. Congreso de la Unión y el 29 de julio de 1993, la Secretaría de Energía editó el manual de Servicio al Público en materia de Energía Eléctrica. Finalmente el día 25 de julio de 1997 se decretaron algunas modificaciones al Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. Las fechas mencionadas son los días en los que aparecen en el Diario Oficial los documentos indicados.

El 4 de octubre de 1993 se crea la Comisión Reguladora de Energía (CRE), ante la que se conducen los trámites de permisos para autogeneración, generación independiente y pequeña producción de electricidad. El 13 de mayo de 1994 aparecen las tarifas para servicio eléctrico de respaldo; a finales de ese año, se publica el procedimiento para la determinación de los costos por servicios de transmisión.

3.3.1.- Resumen de la Reglamentación

Las leyes, que tienen la relación directa con las nuevas disposiciones para la autogeneración y cogeneración, se pueden resumir como sigue:

- Por mandato constitucional corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. De esta manera no se entregan concesiones a los particulares.
- No se consideran como monopolios las funciones que el Estado ejerce de manera exclusiva en las áreas estratégicas: emisión de monedas, billetes, correos, telégrafos, comunicación vía satélite, petróleo y demás hidrocarburos,

petroquímica básica, minerales radioactivos, generación de energía nuclear, electricidad, ferrocarriles.

- La Comisión Federal de Electricidad, entre otros objetivos, tiene el de importar y exportar en forma exclusiva energía eléctrica.
- La Secretaría de Energía otorga permisos de autoabastecimiento de energía eléctrica destinada a la satisfacción de necesidades propias de personas físicas o morales, pero bajo la condición indispensable que la CFE esté imposibilitada o no le conviene el suministro.

Como excepción de esta regla son los siguientes casos:

- Que se trate de plantas generadoras para uso exclusivo de emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público.
- Que se incremente la eficiencia de transformación de energéticos primarios, con base en la producción simultánea de otros energéticos secundarios, o en la utilización de fuentes de calor provenientes de procesos industriales.
- Que el proceso utilizado en la generación de electricidad produzca otro u otros energéticos secundarios requeridos para la satisfacción de las necesidades del solicitante como vapor, o bien que utilice energéticos obtenidos durante algún proceso industrial, como gas de alto horno.

La modificación del artículo tercero define lo que no se considera servicio público:

- La generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción.
- La generación de energía eléctrica que realicen los productores independientes para su venta a la Comisión Federal de Electricidad.
- La generación de energía eléctrica para su exportación, derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción.
- La importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios.
- La generación de energía eléctrica destinada a uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica.

Como se puede observar, los cambios de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica abren los caminos a la inversión privada, una vez precisados los términos de pequeña producción y las condiciones de compraventa entre los productores y CFE.

3.4.-Reformas para fomentar la competencia en el Sector Eléctrico

Por varias décadas, el sistema eléctrico del país estuvo regulado por el Estado a través de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), debido a que, constituía un monopolio natural que en la práctica imposibilitaba que dicha industria se desarrollara adecuadamente en condiciones competitivas lo que implicaba que la

generación tuviera costos superiores a los estándares internacionales. Sin embargo: "Cambios en la tecnología y en la densidad del mercado eléctrico ocasionaron que esta industria perdiera en gran medida su característica de monopolio natural".⁶

En 1992 se hicieron reformas a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica para abrir la participación de la inversión privada nacional y extranjera en el segmento de generación a través de los esquemas de autoabastecimiento, cogeneración y producción independiente. Por su parte, la transmisión y distribución continuaron en manos del Estado.

Adicionalmente, en el caso de los productores independientes, como los suministradores públicos son por mandato de Ley los únicos compradores, la realización de estos proyectos exige contratos de largo plazo. En la práctica, estos contratos transfieren buena parte de los riesgos de las inversiones al sector público.

La serie de problemáticas en las que incurren los productores independientes que operan dentro de un mercado cuya producción es controlada verticalmente por una empresa se superan con cambios en la legislación para dar certidumbre jurídica a los inversionistas privados.

3.4.1- Propuesta de Reforma Estructural de la Industria Eléctrica del país sustentada por la Administración Federal de 1994-2000.

La problemática asociada con el estancamiento en la generación y el rápido crecimiento en la demanda de electricidad asociado con la escasez de inversión pública necesaria para aumentar la oferta de electricidad en México implicó que el 2 de febrero de 1999 el entonces Presidente Ernesto Zedillo enviara a la Cámara de Diputados la iniciativa de *Propuesta de cambio estructural de la industria eléctrica mexicana*, a través de la cual se intentó reformar, sin éxito, los artículos 27 y 28 constitucionales.

La Propuesta de Cambio Estructural permite la entrada de inversión privada nacional y extranjera en el sector para evitar el futuro desequilibrio entre la generación y la demanda de electricidad en México. Su diseño se sustentó en la siguiente tesis: "La generación de energía nuclear y la operación y el control de la red nacional de transmisión (despacho eléctrico) continuarán a cargo del sector público de manera exclusiva. Las demás actividades de la industria eléctrica serán consideradas actividades de carácter prioritario y en ellas podrán participar los sectores social y privado"¹⁰

Se introduciría competencia en las actividades de la industria eléctrica que lo permiten, especialmente en la generación y la comercialización las cuales estarán sujetas a un régimen de permisos. Las actividades que aún constituyen monopolios

10 Secretaría de Energía (1999), *"Propuesta de cambio estructural de la industria eléctrica en México"*. México, p. 10-13

naturales, como la transmisión y la distribución, serán objeto de una regulación económica que simulará condiciones de competencia. Los activos que se destinen a estas últimas actividades serán considerados como bienes del dominio público de la Federación, por lo que se requerirá de concesión para llevar a cabo su explotación. La distribución de energía eléctrica será un servicio público.

3.5.- Propuestas para la Reforma Eléctrica.

Existen diversas propuestas en torno a la reforma del sector eléctrico, una de estas propuestas es la presentada por el Ejecutivo el 21 de agosto de 2002. Se trata de un paquete de iniciativas de reformas constitucionales y legales en materia de energía eléctrica, a saber:

1. Decreto por el que se reforman los artículos 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.
2. Decreto por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
3. Decreto por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía.
4. Ley Orgánica de la Comisión Federal de Electricidad
5. Ley Orgánica del Centro Nacional de Control de Energía.

En la reforma constitucional el Ejecutivo afirma que se busca "introducir al sector una organización que logre aprovechar de manera eficiente las ventajas que generan la colaboración de los sectores público, privado y social, así como la diversificación de fuentes de financiamiento que exige una industria que es intensiva en capital y con crecimiento a ritmos constantes"¹¹

3.6.- Iniciativa con Proyecto de Decreto que Reforma y Adiciona diversas Disposiciones y Ordenamientos relacionados al Sector Energético:

Existe actualmente gran cantidad de propuestas para reformar el sector eléctrico nacional, tanto el Ejecutivo como las diferentes fuerzas políticas representadas en el Congreso de la Unión han presentado sus iniciativas. En este espacio pondremos especial énfasis en las propuestas del Ejecutivo de la Unión y la del Senador Demetrio Sodi presentada el 10 de septiembre de 2002, dado que es la única que ha sido dictaminada.

11 Gaceta Parlamentaria de la Comisión Permanente, 21 de agosto de 2002, p. 32

Exposición de Motivos:

Las plantas industriales, tales como refinerías, petroquímicas, cervecerías, papeleras y plantas de celulosa, entre otras, con necesidades de vapor para sus procesos, tienen las condiciones técnicas y económicas para cogenerar, es decir, para generar simultáneamente vapor y electricidad en un solo proceso industrial. De hecho, muchas de tales instalaciones que existen actualmente en cualquier país cuentan con equipos de cogeneración que les permiten obtener su electricidad a un costo muy bajo.

En México, dado el marco legal existente, tanto el servicio público de electricidad como la industria petrolera son actividades de carácter obligatorio para el Estado de hecho el desarrollo económico y social del siglo XX fueron marcados por esta realidad.

Las oportunidades, son válidas para las industrias pequeñas, pero desde el punto de vista del interés nacional, son más importantes las instalaciones de gran tamaño y en ese rango, las mayores posibilidades están precisamente en PEMEX. Los grandes excedentes de energía y capacidad que resultarían de cogeneraciones en refinerías y petroquímicas serían de un alto valor, precisamente para el servicio público de electricidad, o sea para la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y lo que era Luz y Fuerza del Centro (LFC).

La oportunidad a la que se refiere esta iniciativa consiste en la generación de 5 a 10 veces más electricidad que la necesaria para autoabastecimiento, que podría ser vendida a la CFE o a Luz y Fuerza del Centro.

Existen dos escalas básicas para proyectos de cogeneración; la primera es aquella en la que se trata de obtener electricidad a más bajo costo que las tarifas industriales del servicio público de electricidad –que en términos generales se puede ubicar alrededor de 4.5 US¢/kWh– limitando el tamaño de la planta cogeneradora a la satisfacción de las necesidades térmicas y eléctricas de la planta industrial en cuestión, mientras que la otra, que casi no existe actualmente en México, sería la de construir plantas de cogeneración de gran capacidad eléctrica, para competir con los precios de venta que se logran con las plantas de ciclo combinado, usadas actualmente para generación de electricidad para el servicio público, que se han convertido en la tecnología de referencia por su bajo costo de generación, en el orden de 3.5 US¢/kWh.

Por su tamaño y rentabilidad, los proyectos de este último tipo serían de beneficio tanto para las propias plantas de proceso de PEMEX –que mejorarían sus resultados financieros como para el Sistema Eléctrico Nacional que vería la llegada de generación económica en cantidades suficientes para impactar positivamente su programa de expansión.

Lo anterior, con la ventaja adicional de que la cogeneración implica la liberación del combustible que actualmente se usa en la producción simultánea o independiente de

vapor y electricidad; en el caso típico de una refinería de PEMEX se liberaría combustible suficiente para la generación de por lo menos 300 MW en centrales de vapor típicas en la CFE.

Las plantas de cogeneración asociadas a grandes instalaciones de proceso cuyas demandas de vapor sean superiores a 100 t/h pueden convertirse en una fuente de capacidad de generación económica y abundante para el Sistema Eléctrico Nacional. Las instalaciones de PEMEX Refinación y PEMEX Gas y Petroquímica Básica, representan un potencial de por lo menos 8,000 MW, mismos que pueden ser construidos en plazos relativamente cortos, mediante proyectos altamente financiados.

En términos generales, las refinerías y algunas petroquímicas de PEMEX se localizan muy favorablemente respecto a las redes de transmisión de la CFE y tienen, por otra parte, infraestructura de suministro de gas natural, además de que se encuentran ubicadas en regiones industrializadas que facilitan la ejecución de los proyectos. Desde el punto de vista de las plantas de PEMEX, la instalación de plantas de cogeneración representaría un beneficio económico inmediato que podría ser detectable en los estados financieros de cada instalación.

Desde la perspectiva de la CFE, un paquete de proyectos de cogeneración en plantas de PEMEX, podría satisfacer casi por completo las necesidades de ampliación de la capacidad de generación por varios años, con costos de producción (de 3.0 US¢/kWh) aún mejores que los logrados en las plantas de ciclo combinado, casi todas ellas de productores externos, que han sido notablemente bajos. El Ejecutivo Federal ha afirmado que se tiene cubierto el abasto durante todo el sexenio, y que actualmente se han licitado 8,000 MW. Si, como se ha afirmado antes, la producción potencial en PEMEX es de 8,000 mil MW, puede observarse que de realizarse los proyectos licitados y los potenciales en materia de cogeneración CFE-PEMEX se tendría una cobertura del abasto para lo que resta de la década.

Dado que las necesidades de electricidad de PEMEX se satisfacen con facilidad, el interés de obtener grandes cantidades de electricidad queda del lado de la CFE, por esa razón, los proyectos de cogeneración debieran ser encabezados por la CFE, quien debiera obtener la máxima cantidad de electricidad posible, ello sin descuidar el interés de PEMEX que sería el de satisfacer sus necesidades de vapor, con la máxima confiabilidad –mejor que la que ya tiene– y con ahorros sustanciales sobre sus costos actuales e, incluso, la obtención de una ganancia determinada mediante convenio, de ser el caso.

En un plan nacional CFE-PEMEX de varios miles de Mega Watts de cogeneración, forzosamente tendrían que participar las direcciones de las dos paraestatales involucradas, el Poder Ejecutivo y el Congreso, ya que se trataría de revertir un proceso de abandono y desmantelamiento de las empresas energéticas nacionales y retomar un camino de fortalecimiento de las mismas, además dicho plan tendría un efecto favorable en el balance económico del sector.

Respecto de las posibilidades jurídicas para la instalación de plantas de cogeneración CFE-PEMEX, resalta que la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica vigente, permite que la paraestatal y la Comisión Federal de Electricidad celebren convenios con las entidades públicas, que incluyen a las paraestatales del sector energía, a fin de realizar actos relacionados con la prestación del servicio público. Entre estos actos puede incluirse la producción de energía eléctrica a partir de un esquema de cogeneración convenida con los diversos organismos de PEMEX, ya que la electricidad generada se destinaría al abasto para la prestación del servicio.

Tal es así que en enero de 2006 se publicó la Reforma de Cogeneración, donde se presentan nuevas oportunidades para que PEMEX desarrolle proyectos de cogeneración para la propia Empresa en colaboración con la CFE.

CAPITULO 4

PROYECTO DE COGENERACIÓN DE ENERGIA ELECTRICA A FUTURO EN PEMEX REFINACIÓN

4.1.- Situación hasta 2006 de la cogeneración en México.

La generación de bienes y servicios en nuestro país se basa fundamentalmente en el consumo de combustibles fósiles no renovables, como el petróleo y el carbón. Es por ello que el sector energético se debe comprometer con el desarrollo de una política integral que, además de promover la utilización de energías alternativas, haga especial énfasis en los programas de ahorro y uso eficiente de energía.

Dos insumos centrales en la mayor parte de las empresas industriales son las energías térmica y eléctrica. Cuando estas dos formas de energía son requeridas de manera conjunta en una instalación, se presenta la oportunidad de implantar sistemas de cogeneración, lo cual conlleva de manera simultánea una mayor eficiencia en el uso de combustibles fósiles y menor generación de emisiones contaminantes por unidad de energía útil.

La Secretaría de Energía apoya, a través de la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE) la promoción de proyectos de cogeneración. Es una tarea que deriva del Plan Nacional de Desarrollo, que establece las bases para transitar a un desarrollo sustentable y plantea como estrategia del uso eficiente de los recursos y el despliegue de una política ambiental que haga sustentable el crecimiento económico del país.

Por lo que se debe alentar la participación de todos los sectores interesados en la generación de energía eléctrica en esta modalidad, tal como lo establece la ley de Servicio Público de Energía Eléctrica.

El desarrollo del potencial nacional de cogeneración en México depende de varios factores, entre los que se encuentran, el Marco Regulatorio, la disponibilidad de capital, los costos de inversión, los precios de la electricidad y los precios de los combustibles, entre otros.

Sin embargo, es de vital importancia que este potencial nacional de cogeneración se considere dentro de las estrategias para satisfacer las necesidades del país en materia de suministro de energía eléctrica.

Ya que además de utilizar menos combustible, los sistemas de cogeneración suponen un ahorro económico que además impacta positivamente en el medio ambiente,

pues al ser más eficientes emiten menos para producir el mismo resultado energético.

Sin embargo, las plantas de cogeneración también tienen inconvenientes, siendo el principal que la recuperación del calor resultante de la generación de energía no puede transportarse a largas distancias. Por ello, para aprovecharlo, la generación debe producirse muy cerca o en las mismas instalaciones donde pretende utilizarse. De ahí que muchos de estos sistemas se estén utilizando en hospitales, cárceles, universidades, centros comerciales o por industrias con necesidades muy específicas.

La instalación de estos sistemas se produce para cubrir las necesidades únicas de los lugares donde se instalan que no suelen ser elevadísimo-hasta 10MW en muchos casos, de ahí que no se requieran grandes inversiones para ponerlas en marcha. Según Gustavo Nielsen, gerente del área de soluciones de energía para el cono sur de Cummins, las inversiones de estos proyectos se pueden recuperar entre tres y ocho años, dependiendo de las particularidades de cada mercado en materia de energía: precios de los combustibles y de la electricidad. Con precios atractivos de electricidad y en un mercado abierto, estas plantas de cogeneración pueden revender su energía sobrante a otros consumidores.

Debido a sus características, la cogeneración se asocia también a la "descentralización" de la oferta de energía, ya que en vez de depender de las grandes plantas generadoras, los lugares que emplean estos sistemas se auto abastecen de su propia electricidad y energía térmica. Hay los que apuntan a que lo ideal es que los mercados opten por un sistema mixto de energía centralizada con descentralizada ya que dicho esquema de mercado sería más eficiente y seguro.

El World Survey of Decentralized Energy 2005 elaborado por el World Alliance for Decentralized Energy (WADE), asegura que la disminución de las reservas de algunos combustibles fósiles junto con el incremento de la demanda de energía ha puesto presión en los precios de energía y, dada las predicciones de demanda energética en el mundo, no parece haber señales de que esta presión en los precios vaya a disminuir. Nielsen concuerda y dice que hay una tendencia a que las tarifas de energía sigan subiendo debido a los precios de los combustibles, lo que provoca que haya interés en proyectos de cogeneración.

La WADE advierte que los gobiernos deben adoptar medidas de utilización eficiente de los combustibles más demandados para la generación de energía eléctrica ya que las favorables condiciones económicas en el mundo están disparando la demanda de energía.

Latinoamérica no es ajena a esta realidad. Alberto Moreno, Presidente del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), aseguraba recientemente que el crecimiento económico de Latinoamérica ha sido del 4,9 por ciento desde 2003, lo que supone el mejor ciclo económico de los últimos 30 años. De seguir este crecimiento económico, las necesidades energéticas de la región van a seguir en aumento.

De acuerdo al World Alliance for Decentralized Energy (WADE), en 2004 la participación de mercado de las centrales eléctricas descentralizadas (o de auto abastecimiento) era un 7,2 por ciento del total de la capacidad de generación a nivel mundial. Aunque la generación descentralizada representa importantes ventajas de ahorro de energía, especialmente mediante el uso de sistemas de cogeneración, el crecimiento ha sido únicamente de un 0,2 por ciento entre 2002 y 2004. La capacidad instalada de energía descentralizada en el mundo a finales de 2004 era de 281,9 GW, siendo la mayoría de esta capacidad instalada las plantas eficientes de cogeneración, y las mayores oportunidades en la implementación de sistemas de cogeneración se encuentran en países emergentes, con especial atención a países como China, India y el propio Brasil. De hecho en este último mercado, WADE dice que el nuevo modelo energético del país, que ofrece incentivos para estos sistemas, y los descubrimientos de gas en el sureste del país hacen que la cogeneración tenga un potencial importante en ese mercado, aunque WADE advierte de la dificultad de cuantificar el potencial real.

Las zonas industriales de Río de Janeiro y Sao Paulo son las que presentan las mejores condiciones para aprovechar sistemas de cogeneración. Según La Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil (ANEEL), había a mediados de 2005 permisos de cogeneración en Brasil que sumaban 977MW de capacidad instalada por una variedad de empresas pertenecientes a diferentes industrias tales como, grandes supermercados, canales de televisión, hoteles y empresas textiles, entre otras.

4.2.- El mercado mexicano

México cuenta con importantes barreras para la puesta en marcha de proyectos de cogeneración, aunque tiene un potencial importante para estos proyectos, según datos de la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE). Para WADE, las principales barreras son gubernamentales ya que se requieren una gran cantidad de permisos para poner en marcha estos proyectos ya que las propias condiciones del mercado, como son el monopolio estatal, los elevados precios del gas y los bajos precios de electricidad, previenen que se lleven a cabo más proyectos de este tipo.

Entre las industrias que operan en México, más de 1.700 están en condiciones de instalar sistemas de cogeneración para reducir sus consumos energéticos, reducir costos e incrementar sus procesos productivos, dice CONAE. El potencial de cogeneración de esas empresas es del orden de 15.000 MW, equivalente a la cuarta parte de la capacidad instalada en el sistema eléctrico nacional en la actualidad. No obstante, continúa siendo muy reducido el número de industrias- apenas 30- que generan en sus propias instalaciones la energía que consumen.

Dos de las empresas más grandes de México, la petrolera Petróleos Mexicanos (Pemex) y la empresa de telecomunicaciones Teléfonos de México (Telmex), han anunciado planes de poner en marcha planes de cogeneración con miras a abaratar sus costos de energía.

Pemex iniciará los estudios de detalle del primer proyecto de cogeneración de energía eléctrica en el Centro Procesador de Gas de Nuevo Pemex, Tabasco, a partir del primer semestre del presente año, el cual, al producir la energía que requiere la empresa y vender excedentes a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), permitirá un ahorro anual de alrededor de 50 millones de dólares.

Actualmente, el consumo de energía eléctrica de Pemex es de 1.000MW, y cuenta con una capacidad neta de 1.400MW. Sin embargo, bajo el marco regulatorio actual, la empresa sólo puede aprovechar dicha capacidad para satisfacer aproximadamente el 80 por ciento de sus necesidades. El resto lo compra a CFE, a un costo 250 por ciento por arriba del precio de venta a los industriales.

Este proyecto de cogeneración, cuyo estudio técnico-económico se encuentra a cargo de Pemex Gas y Petroquímica Básica, requerirá de una inversión aproximada de 240 millones de dólares y podrá generar entre 250 y 300MW, los cuales se podrían llevar a prácticamente todas las instalaciones de la empresa en el sur de Veracruz y Tabasco, en tanto el resto se vendería a la CFE. Se estima que Pemex tiene capacidad para cogenerar 4.000MW.

Por su parte, la telefónica Telmex recibió a durante los últimos cuatro meses del 2006 80 permisos para el autoabastecimiento con centrales eléctricas de cogeneración utilizando como combustible el diesel. El total de estos permisos le otorgarán a Telmex una capacidad instalada propia de 84MW. Con estos permisos Telmex auto abastecerá a sus propias centrales telefónicas. La mayoría de estas centrales –de 43 o 53MW de la capacidad total- están ubicadas en Ciudad de México.

En total Telmex consumirá 10.000 metros cúbicos de diesel al año para la producción de dicha energía eléctrica. Como en el caso de Pemex, y según la legislación vigente en México, Telmex deberá poner a disposición de CFE la energía sobrante así como asistir a esta entidad en casos de emergencia.

Telmex ya contaba con la instalación de algunos de estos equipos que se utilizaban como equipos de emergencia en caso de que hubiese un fallo de suministro por parte de la CFE. Ahora, estas centrales funcionarán como sistemas primarios para Telmex. La telefónica asegura que la petición de estos permisos se llevó a cabo para abaratar los costos de energía eléctrica.

Los sistemas de cogeneración gracias a su eficiencia se presentan como una opción viable para aquellos países que requieren ahorrar en combustible y cuyas necesidades energéticas están al límite de no poder ser cubiertas por las plantas tradicionales.

Aún así, en algunos mercados los precios de los combustibles o de la energía eléctrica, y la estructura de mercado pueden suponer un freno para estos proyectos, que pueden aliviar de manera considerable la carga en las redes de muchos de los países latinoamericanos.

4.3.- Demanda de energía eléctrica a futuro

En los próximos diez años se requerirán en el país 18,500 MW de capacidad de generación eléctrica adicionales a los 36,000 MW de capacidad instalada y a los 12,000 MW actualmente en construcción, para un total de 66,500 MW que se demandarán por el año 2010.

La manera más eficiente de crear nueva capacidad de generación eléctrica es a través de los procesos de Cogeneración que generan un aprovechamiento térmico de hasta el 80% con sus ventajas de ahorro económico por el bajo consumo de combustibles así como su menor impacto ambiental.

Para desarrollar proyectos de cogeneración se requiere contar con consumidores de vapor en gran escala para un mejor aprovechamiento de esta tecnología. Las instalaciones industriales de Pemex representan los mayores usuarios de vapor en el país, contando a Refinerías y a Centros Petroquímicos.

En su totalidad, las 6 Refinerías del sistema consumen actualmente entre 5,200 y 6,000 Ton/hr de vapor a través de sus propios sistemas de servicios auxiliares con calderas de diversas capacidades. Si este vapor fuera proporcionado externamente con procesos de cogeneración se tendría un potencial de generación de Energía Eléctrica de 6,000 MW, es decir el 30% del requerimiento nacional de los próximos 10 años.

El proceso de cogeneración es altamente rentable debido a los diferenciales de Inversión y de costos de operación con referencia a los sistemas convencionales de ciclo combinado en los que las eficiencias térmicas son menores al 50%. La implementación a nivel nacional de los procesos de cogeneración representa uno de los proyectos más importantes para el país por los importantes beneficios que se tendrán al contribuir a satisfacer la demanda de energía eléctrica con altos índices de rentabilidad.

En lo que respecta a las Refinerías del sistema de refinación, es necesario desarrollar un proyecto de sustitución de tecnología convencional por uno de cogeneración que satisfaga las necesidades de vapor y de energía eléctrica, actuales y futuras, considerando los proyectos de reconfiguración así como la antigüedad de los sistemas de servicios auxiliares, calderas y turbogeneradores.

La sustitución de tecnología convencional de los servicios auxiliares de las refinerías no puede efectuarse con los recursos de Pemex Refinación dadas las altas inversiones que se requieren y a que el proceso de cogeneración conlleva a establecerse y desarrollarse como un productor neto de energía eléctrica para ser comercializada a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), lo que sale del ámbito de actividades de gestión institucionales de Pemex Refinación.

Por esta razón, será necesario desarrollar los proyectos de cogeneración a través de compañías externas a Pemex Refinación las cuales comprarían los combustibles necesarios que serán proporcionados por las refinerías como pudieran ser coque del petróleo o combustóleo y esas compañías venderían los servicios de vapor y energía eléctrica que requieran las Refinerías y el gran excedente de energía eléctrica sería vendido a la CFE.

Otros procesos relacionados con la cogeneración es la utilización de tecnologías avanzadas para aprovechar el coque del petróleo que cuatro de las refinerías mexicanas estarán produciendo en los próximos cinco años con sus plantas de Coquización Retardada.

La utilización del coque como combustible de la cogeneración implica la utilización de procesos de gasificación para preparar el gas de síntesis a las turbinas generadoras de electricidad. Esta tecnología reúne altas especificaciones de protección al ambiente ya que conlleva procesos de purificación del gas de síntesis con lo que se logra una generación limpia de Energía Eléctrica. La utilización del coque como combustible en las plantas de cogeneración contribuirá a la disminución del consumo de combustóleo con lo que se logra otro beneficio al disminuir las emisiones contaminantes actuales de este hidrocarburo.

Otra aplicación de la gasificación del coque es la utilización de este gas para producir hidrógeno, materia prima para las plantas de hidrosulfurización e isomerización en las refinerías. La generación de hidrógeno a partir del coque sería otro servicio que las compañías externas podrían proporcionar a las refinerías del sistema.

La gasificación del coque implica necesariamente la utilización de otros procesos como son: la generación de oxígeno necesario para la gasificación, la recuperación de azufre del coque y remoción de amoníaco en una planta de Claus, recuperación de metales del coque, tratamiento y disposición de la escoria residual, etc.

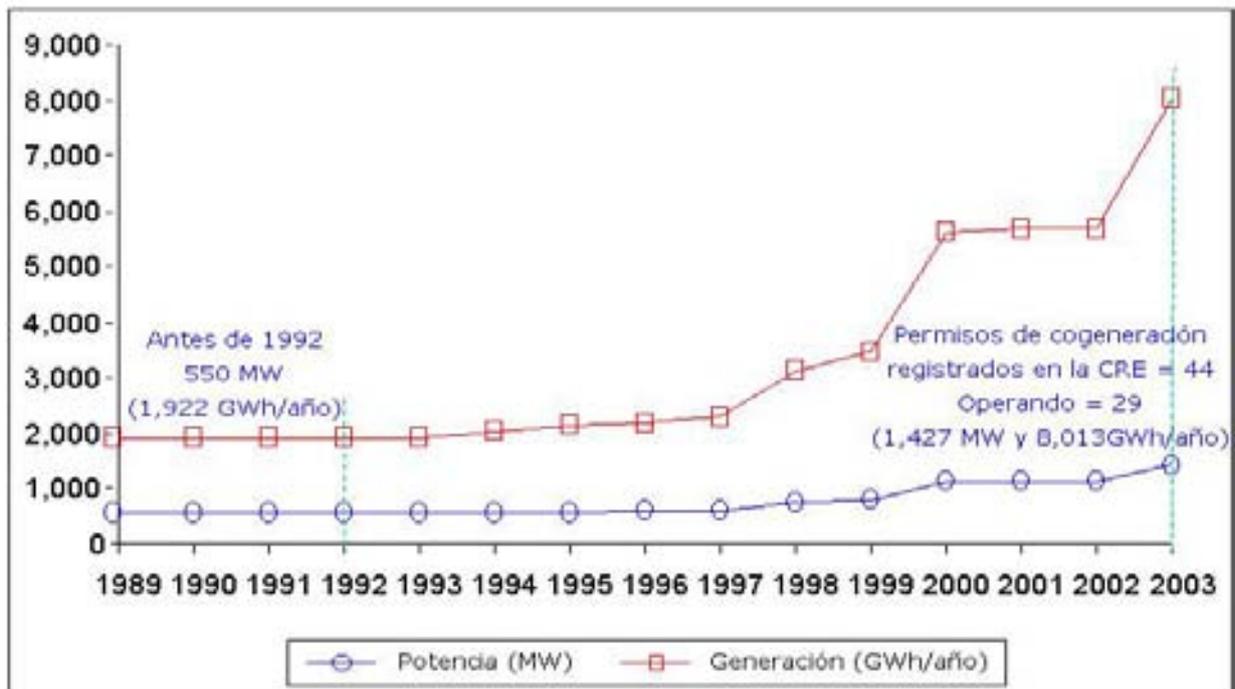
Como puede observarse, el desarrollo de la cogeneración en las Refinerías de México trae aparejado una sinergia de inversiones, comercialización y modernización de instalaciones en el que todas las industrias involucradas tendrían grandes beneficios.

4.4.-Potencial Nacional de Cogeneración

En México existen diversos sectores industriales, los cuales cuentan con capacidad en la cogeneración de energía eléctrica, en el siguiente cuadro se muestran los sectores con esta capacidad y el potencial de energía eléctrica, asimismo, se presenta una gráfica donde se puede observar la evolución de la Cogeneración en México, a partir de las modificaciones a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

Sector		Potencial de Cogeneración en MW			% Promedio	Número de Empresas
		Sin combustible adicional	Con combustible adicional	Promedio		
Industrial	Químico	1,037	1,943	1,490	12	213
	Alimenticio	755	1,416	1,086	9	426
	Siderúrgico	740	1,388	1,064	9	83
	Celulosa papel	712	1,335	1,024	9	109
	Cementero	629	1,179	904	8	124
	Manufacturero	455	853	654	5	420
	Vidrio	335	628	482	4	108
	Minero	320	600	460	4	68
	Hulero	100	188	144	1	16
	Textil	69	130	100	1	95
	Automotriz	48	90	69	1	38
		5,200	9,750	7,475	62	1,700
Pemex	Petroquímica	1,613	3,026	2,320	19	
	Refinación	786	1,469	1,126	9	
		2,399	4,495	3,446	29	
Comercial		773	1,453	1,113	9	
	Total	8,372	15,698	12,034	100	

En el siguiente gráfico se muestra como ha evolucionado la Cogeneración en México, hasta el año 2003 en que se llevo a cabo el Convenio SWAP de energía eléctrica, a partir de las modificaciones a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento, en donde se permitió la participación de la iniciativa privada en la generación de energía eléctrica, bajo esta modalidad.



Es importante señalar que los 1,427 MW corresponden a la capacidad de 29 proyectos que se encontraban operando, la fecha de actualización de información presentada es del mes de Junio del año 2004.

4.5.- Condiciones en Pemex Refinación para Cogeneración

El sistema de cogeneración se define como “la producción conjunta, en proceso secuencial, de energía mecánica en forma de electricidad y de energía térmica útil en forma de vapor de agua”, es decir que una planta de cogeneración produce en forma combinada electricidad y vapor.

La principal característica de una planta de cogeneración es la de estar vinculada o asociada a un complejo industrial, como lo es una refinería o un centro petroquímico. La eficiencia de un proceso de cogeneración es hasta del 80%.

Eficiencia Termodinámica de las diferentes Tecnologías de Generación Eléctrica:

Tecnologías	Eficiencia %
Termoeléctrica convencional	35
Carbón	35
Turbogas de gran tamaño	32
Ciclo Combinado de gran tamaño	55
Cogeneración	80

Los ahorros por costos de generación entre un proceso de cogeneración y un ciclo combinado pueden variar desde 27.6 a 29.7 % en instalaciones a nivel del mar y desde 34.3 a 41.5 % en instalaciones en el altiplano de México. La diferencia de costos de generación puede ser hasta de 1.7 USCents/kwh más barato para la cogeneración que para el ciclo combinado.

Los grandes usuarios de vapor no son grandes consumidores de Energía Eléctrica. En cogeneración, el productor requiere colocar la energía eléctrica excedente a otros consumidores. El esquema de cogeneración completo que podría sustituir a las plantas de servicios auxiliares actuales en las Refinerías así como utilizar el coque del petróleo producido.

Las 6 refinerías del sistema cuentan con instalaciones diversas de calderas y turbogeneradores con antigüedades que van desde los 43 años hasta equipos de reciente instalación, como se puede observar en la tabla siguiente.

	Total Calderas	Capacidad Total, T/h	Promedio antigüedad en años
Cadereyta	7	1,050	13.86
Madero	7	1,440	33.71
Minatitlán	6	834	13.83
Salamanca	8	1,358	27.63
Salina Cruz	6	1,200	14.5
Tula	7	1,400	15.42
TOTAL	41	7,282	19.83

	Total Turbogeneradores	Capacidad Total, MW	Promedio antigüedad en años
	2	64	21
	4	65	35.75
	2	64	0.5
	6	78.7	39.16
	4	114	15.75
	5	132	17
	23	517.7	21.52

Adicionalmente a los requerimientos de vapor y energía eléctrica en 2003, se demandaron servicios auxiliares para las plantas de proceso contempladas en los proyectos de reconfiguración de las Refinerías de Madero, Minatitlan, Salamanca, Salina Cruz y Tula. Los Servicios auxiliares adicionales que se requirieron se pueden observar en la siguiente tabla.

Refinería	Calderas	Capacidad Adicional, T/h	Vapor Kg/cm2
Madero	3	600	60
Minatitlan	2	400	60
Salamanca	2	400	60
Salina Cruz	0		
Tula	0	0	--
TOTAL	Total (7)	1,400	

Turbogeneradores	Capacidad Adicional, MW
2	64
1	24
2	64
En estudio	
0	0
Total (5)	152

Total de Servicios Auxiliares del Sistema Nacional de Refinación planeados a 2004.

	Total Calderas	Capacidad Total, T/h
Actual	41	7,282
Reconfiguración	7	1,400
TOTAL	48	8,682

	Total Turbogeneradores	Capacidad Total, MW
	23	517.7
	5	152.0
	28	669.7

Los objetivos principales de la cogeneración son:

- Disminuir el costo de la factura energética.
- Aumentar la eficiencia energética del 25 al 70-80%.
- Generar el vapor que se consume en las instalaciones y la energía eléctrica que éstas requieran así como vender los excedentes.

4.6.- Potencial de Cogeneración en las 6 Refinerías.

Los equipos de servicios auxiliares en las seis refinerías tienen hasta 43 años de antigüedad, como en el caso de Madero, hasta equipos que van iniciando operaciones; analizando la información de las tablas presentadas en los anexos se puede establecer el número de equipos que tiene más de 40, 30, 20, 10, 5 y 1 años en cada una de las refinerías, lo cual se puede apreciar en el siguiente cuadro.

	No. de Calderas							No. de Turbogeneradores						
	Años de antigüedad							Años de antigüedad						
Refinería	Total	40	30	20	10	5	1	Total	40	30	20	10	5	1
Cadereyta	7	0	0	3	2	0	2	2	0	0	2	0	0	0
Madero	7	5	0	2	0	0	0	4	2	1	0	1	0	0
Minatitlán	6	0	0	2	1	2	1	2	0	0	0	0	0	2
Salamanca	8	0	4	3	1	0	0	6	3	2	1	0	0	0
Salina Cruz	6	0	0	3	1	1	1	4	0	0	2	2	0	0
Tula	7	0	0	3	2	0	2	5	0	0	3	1	0	1
Total	41	5	4	16	7	3	6	23	5	3	8	4	0	3
% equipos	100	12.2	9.8	39.0	17.1	7.3	14.6	100	21.7	13.1	34.8	17.4	0.0	13.0
% acumulado		12.2	22.0	61.0	78.1	85.4	100.0		21.7	34.8	69.6	87.0	87.0	100.0

Como se puede observar, el 78.1% de las calderas del sistema de Refinación tiene más de 10 años de antigüedad, el 61.0% más de 20 años, el 22.0% más de 30 años y el 12.2% más de 40 años.

En lo que respecta a los turbogeneradores, el 87.0% tiene más de 10 años de antigüedad, el 69.6% tiene más de 20 años, el 34.8% cuenta con más de 30 años y el 21.7% con más de 40 años.

Es decir, que de las 41 calderas con que se cuenta en las refinerías 32 de ellas requieren reparaciones mayores y modernizaciones para continuar operando en forma confiable, lo que representa direccionar recursos cuantiosos para su rehabilitación. Lo mismo se puede decir de los turbogeneradores, ya que de los 23 existentes, 20 de ellos son de tecnología obsoleta y con eficiencias que van del 28 al 75% dependiendo del rango de operación.

Ya que más del 78% de los equipos para generar el vapor y más del 87% de los turbogeneradores con los que cuentan las refinerías tienen más de 10 años de antigüedad, es indicativo de que la vida útil de la mayoría de los equipos se ha cumplido y es necesario plantear su urgente renovación o sustitución por equipos modernos y eficientes.

Otro indicativo de los efectos que están causando las condiciones físicas de los equipos de servicios auxiliares, es la baja confiabilidad con la que actualmente se opera, por no tener suficiente capacidad de generación de vapor y energía eléctrica que permitan mantener las operaciones normales y poder rehabilitar al mismo tiempo los equipos que lo requieren, trayendo consigo un rezago en el mantenimiento oportuno lo que ocasiona más daños y más necesidades de recursos para reparar adecuadamente.

La solución a esta problemática de los servicios auxiliares, esta en inversiones de sistemas de vanguardia como la cogeneración que a la vez que solucionaría el problema de suministro de vapor y energía eléctrica a las Refinerías contribuiría a satisfacer la demanda nacional de energía eléctrica.

Debido a las economías de escala sería mucho más eficiente y rentable si las inversiones en cogeneración son efectuadas por terceros ya que al tener oportunidad de comercializar la energía eléctrica a gran escala, los servicios auxiliares que requieren las refinerías serían más baratos que si lo generaran las refinerías. La logística comercial sería que las refinerías proporcionarían a los terceros el combustible, de P. REF.erencia coque del petróleo, y los cogeneradores proporcionarían a las Refinerías vapor en cantidad y calidad, energía eléctrica e hidrógeno. La energía eléctrica excedente sería vendida por los cogeneradores a la CFE.

Bajo este mecanismo, los servicios auxiliares actuales pertenecientes a las Refinerías dejarían de operar, sus instalaciones serían dadas de baja para su desmantelamiento y el personal operativo podría ser direccionado a laborar en otras instalaciones de proceso, posiblemente en las plantas nuevas de reconfiguración.

4.7.- Desarrollo de Proyectos de Cogeneración en Pemex Refinación

Para llevar a cabo la reestructuración de servicios auxiliares en refinación es necesario plantear una secuencia de desarrollo de los proyectos de cogeneración en cada Refinería teniendo en cuenta que la operación normal de las plantas de proceso debe continuar para mantener los niveles de producción.

La capacidad de los proyectos de cogeneración debe plantearse en función del servicio que tengan que proporcionar a cada una de las refinerías y dependen directamente de la cantidad de vapor que cada una de ellas va a requerir. El vapor que debe proporcionar el cogenerador es el necesario para las plantas de proceso únicamente ya que los turbogeneradores actuales quedarían fuera de operación y el vapor que estos consumen así como el de las turbinas de las plantas de servicios auxiliares ya no se requerirá. Tomando esto en cuenta se calcula la cantidad de vapor de proceso necesario a proporcionar a cada refinería. De igual manera, la cantidad de energía eléctrica requerida por las refinerías será únicamente la de proceso y deberá deducirse la energía eléctrica que consumen actualmente sus

servicios auxiliares. El mismo planteamiento aplica para las reconfiguraciones de las refinerías.

Adicionalmente a la generación de servicios auxiliares los proyectos de cogeneración deberán contemplar la producción de hidrógeno mediante la utilización del coque en gasificación en aquellas refinerías en donde se tendrán coquizadoras como son: Madero, Minatitlan, Cadereyta y Salina Cruz.

La ventaja para las refinerías en este caso será la posibilidad de disponer de coque con alto contenido de azufre y metales pesados y las ventajas para los cogeneradores serán la apertura a otras líneas de negocios con beneficios adicionales como son la producción de vapor y recuperación del azufre. El beneficio integral es que se utilizan tecnologías limpias con bajas emisiones de SO_x , NO_x y partículas.

Las cantidades demandadas de Hidrógeno por parte de cada una de las refinerías estará en función de su balance particular de producción de hidrógeno en sus plantas reformadoras contra el consumo de hidrógeno en las plantas hidrosulfurizadoras e isomerizadoras y del consumo de hidrógeno de las plantas nuevas en sus reconfiguraciones. El faltante en este balance podrá ser suministrado por los proyectos de cogeneración.

Es necesario contemplar la comercialización de azufre en los mercados futuros, ya que su producción aumentará en forma considerable tanto en las refinerías por sus proyectos de reconfiguración y aumento en el proceso de crudo Maya como en los proyectos de cogeneración al recuperar el azufre en los procesos de gasificación del coque.

Asimismo, es importante resaltar que las plantas de cogeneración deben localizarse como máximo a 1,000 mts. de las instalaciones actuales de las Refinerías, con objeto de garantizar las condiciones de presión y temperatura del vapor a suministrar.

Se deberán considerar obras adicionales para la distribución de energía eléctrica desde el punto de generación hasta los puntos de distribución actuales dentro de las refinerías y hasta los puntos de distribución externos para conectarse a la CFE. Es necesario considerar el retorno de las plantas de proceso del condensado a la planta de cogeneración del orden de 53 a 55% del vapor generado.

Las plantas de tratamiento de aguas residuales en su sección de osmosis inversa continuaran operando, suministrando agua a las calderetas de las plantas de proceso de las Refinerías. En caso de existir excedentes de agua, esta podría ser comercializada con los propietarios de las plantas de cogeneración.

La capacidad de generación de vapor de los cogeneradores deberá ser la suficiente para garantizar el 100% del tiempo el suministro de vapor a las refinerías, independientemente de los equipos del cogenerador que salgan a mantenimiento.

En el caso de reparaciones de plantas de proceso de las Refinerías, la demanda de vapor disminuirá por lo que el cogenerador tendrá que bajar su producción de vapor y de energía eléctrica. Estos esquemas deberán ser planteados en las negociaciones con los terceros y evitar puntos de conflictos y sanciones.

Los suministros de agua cruda actuales con que cuentan las refinerías pudieran plantearse para proporcionarse al cogenerador como un servicio por parte de las refinerías, pero el tratamiento de agua y su adecuación a los equipos generadores de vapor deberá ser responsabilidad del cogenerador.

Para llevar a cabo la reestructuración de servicios auxiliares en refinación es necesario plantear una secuencia de desarrollo de los proyectos de cogeneración en cada Refinería teniendo en cuenta que la operación normal de las plantas de proceso debe continuar para mantener los niveles de producción.

La capacidad de los proyectos de cogeneración debe plantearse en función del servicio que tengan que proporcionar a cada una de las refinerías y dependen directamente de la cantidad de vapor que cada una de ellas va a requerir. El vapor que debe proporcionar el cogenerador es el necesario para las plantas de proceso únicamente ya que los turbogeneradores actuales quedarían fuera de operación y el vapor que estos consumen así como el de las turbinas de las plantas de servicios auxiliares ya no se requerirá.

Tomando lo anterior en cuenta se calcula la cantidad de vapor de proceso necesario a proporcionar a cada refinería. De igual manera, la cantidad de energía eléctrica requerida por las refinerías será únicamente la de proceso y deberá deducirse la energía eléctrica que consumen actualmente sus servicios auxiliares. El mismo planteamiento aplica para las reconfiguraciones de las refinerías.

Requerimientos de vapor y energía eléctrica para proceso.								
	Situación Actual				Reconfiguración			
Refinería	Capacidad Diseño T/h	Vapor para turbogeneradores T/h	Vapor para Proceso T/h	Energía Eléctrica para proceso, MW	Capacidad Diseño T/h	Vapor para turbogeneradores T/h	Vapor para Proceso T/h	Energía Eléctrica para proceso, MW
Cadereyta	1,050	300	750	100	0	0	0	0
Madero	1,440	1,040	400	46	600	380	220	78
Minatitlán	834	384	450	35	400	80	500	75
Salamanca	1,358	538	820	70	400	340	60	15
Salina Cruz	1,200	270	930	80	En estudio	--	200 (1)	50 (1)
Tula	1,400	440	960	80	0	0	0	0
Total	7,282	2,972	4,310	375	1,400	800	600	204

(1) Estimado

4.8.- Conclusiones de la cogeneración en Refinerías.

Los servicios auxiliares del Sistema Nacional de Refinación pueden ser sustituidos por servicios externos que proporcionen el total o parte del vapor, energía eléctrica e hidrógeno que requieren las seis refinerías.

La obsolescencia y baja eficiencia (35%) de los servicios auxiliares actuales de las Refinerías y las economías de escala de los grandes productores de energía eléctrica hacen que económicamente sea factible la construcción de instalaciones aledañas a las refinerías para proporcionar los servicios necesarios.

La Cogeneración con su alta eficiencia energética (80%) ofrece las mayores ventajas y beneficios no solamente a Pemex Refinación y a los terceros, sino a nivel Nacional al producirse energía eléctrica excedente que pasaría a la CFE.

De acuerdo a lo analizado, existe un potencial de 6,877 MW de energía eléctrica para producirse por cogeneración al sustituir la totalidad de los servicios auxiliares de Sistema Nacional de Refinación de los cuales 629 MW serían consumidos por las 6 refinerías y 6,248 MW serían transferidos a la CFE. Este potencial representa el 37.2% de los 18,500 MW de energía eléctrica adicional que se requerirá a nivel Nacional en los próximos 10 años.

El combustible para la cogeneración deberá ser principalmente el coque producido en las plantas de coquización actualmente en construcción en los proyectos de reconfiguración de las seis refinerías a excepción de Salamanca y Tula que no producirán este combustible y en su caso se podrá utilizar gas natural, destilados intermedios o combustóleo.

La utilización como combustible de cogeneración al coque tiene como ventajas que su disposición de este producto se efectuaría localmente y se utilizarían tecnologías modernas para gasificación y purificación del coque con bajas emisiones de gases tóxicos en la combustión del gas de síntesis cumpliendo con la normatividad de Protección Ambiental.

La rentabilidad de los proyectos de cogeneración esta garantizada por la alta eficiencia energética y por el desarrollo acelerado de estas tecnologías. Pemex Refinación debe iniciar los estudios particulares y elaboración de las bases de usuario junto con sus análisis de factibilidad y rentabilidad para implantar proyectos de cogeneración en cada una de las seis refinerías.

CONCLUSIONES

Con la puesta en operación del Convenio SWAP de energía eléctrica en Pemex Refinación durante 2003, se generó excedentes de energía eléctrica por un total de 105'068,555 Kwh, esta energía se transfirió a las Refinerías que tenían déficit, bajo el concepto de excedentes, asimismo se recibió de Pemex Petroquímica 221'178,302 Kwh, por lo que facturo a Pemex Refinación vía interorganismos la cantidad de \$262'261,422.98 por concepto de porteo de energía eléctrica y Pemex Refinación se facturo vía interorganismos la cantidad de \$124'256,722.66 por concepto de porteo de energía eléctrica, el gran total es de \$487,498,245.66 que se contempla en Petróleos Mexicanos como ahorro en flujo de efectivo.

De acuerdo a la cifra anterior podemos concluir que el beneficio para Pemex Refinación durante la vigencia del Convenio SWAP fue un ahorro importante en flujo de efectivo, en razón de ello es recomendable que a futuro se realicen convenios que permitan a Petróleos Mexicanos generar la energía que requiere para sus procesos de producción y a la vez enviar sus excedentes a la red de la CFE para diversos Centros de Trabajo que tienen déficit en energía eléctrica, ya que además de garantizar que los procesos de producción cuenten con la energía requerida, representarían grandes ahorros para la empresa.

El punto primordial con la realización del Convenio SWAP de energía eléctrica en 2003, al ver los beneficios que este generó, fue la implementación de las bases para que en la actualidad exista un proyecto de cogeneración en el Complejo Procesador de Gas en Nuevo Pemex que tiene como base la Reforma de Cogeneración publicada en enero de 2006, donde se presentan nuevas oportunidades para que PEMEX desarrolle proyectos de cogeneración en colaboración con la CFE.

La estrategia contempla el desarrollo del potencial de cogeneración con dos objetivos principales: de abastecimiento al 2012 y para venta de excedentes al Sistema Eléctrico Nacional después de 2012, ya que el potencial de cogeneración identificado en PEMEX es superior a 3,000 MW.

Después del análisis técnico-económico de diferentes alternativas, se seleccionó al Complejo Procesador de Gas en Nuevo Pemex para construir la primera planta de cogeneración con fines de autoabastecimiento (300 MW).

El objetivo de este proyecto es suministrar el 55% de la demanda de vapor y la totalidad de energía eléctrica del Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex, así como portear la energía eléctrica excedente (260 MW) a otros centros de trabajo de PEMEX, con la construcción de un sistema de generación e infraestructura de transmisión que reforzará la instalaciones actuales de CFE de 115 KV en la zona.

El proyecto se licitó como una prestación de servicio bajo la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público, mediante un contrato por 20 años.

Donde Petróleos Mexicanos se encargará del:

- Suministro de agua desmineralizada.
- Suministro de gas combustible.
- Titular del permiso de cogeneración ante la CRE.
- Paga el porteo a CFE.
- Paga los servicios de transformación de agua desmineralizada en vapor y de gas natural en energía eléctrica.

Y el tercero se encargara de:

- Entrega 550 t/h de vapor de alta a 104 kg/cm² y 444 °C.
- Entrega 300 MW de energía eléctrica a 115 kV.
- Recibirá el pago del servicio mediante una tarifa, que considera el retorno de capital sobre la inversión, costos fijos y variables de mano de obra.
- Reembolsará a PEMEX el costo erogado por la regularización de los DDV. Las líneas de transmisión en su caso, podrán ser transferidas a la CFE, en virtud de lo previsto por la Ley de Servicios Públicos de Energía Eléctrica y el Reglamento de la Ley de Servicios Públicos de Energía Eléctrica en Materia de Aportaciones.
- Diseñará, construirá, operará, mantendrá y será propietario de toda la infraestructura requerida para la prestación del servicio.

El tipo de Contrato es de Prestación de Servicios, el procedimiento para la contratación fue por medio de Licitación Pública Internacional de conformidad con las disposiciones establecidas en los Tratados de Libre Comercio, cuya modalidad de contrato es a precios variables con garantías de capacidad neta garantizada de energía eléctrica de 300 MW, flujo de vapor garantizado de 550 ton/hr., mínimo a 800 ton/hr., máximo, el plazo de prestación de los servicios será de 20 años a partir de la fecha de inicio de prestación de los servicios, cuyo pagó será mensual, a 30 días naturales tras presentación de factura.

La Publicación de la Convocatoria de la Licitación se publicó en el Diario Oficial de la Federación el 28 de agosto de 2008, se realizó una visita al sitio del proyecto el 18 y 19 de septiembre de 2008, en el Centro Procesador de Gas Nuevo PEMEX, recorriendo los lugares por donde pasarán las líneas de transmisión, con la participación de 32 empresas nacionales e internacionales y cerca de 100 personas, haciéndoles una extensa explicación del alcance del proyecto. A lo largo del proceso licitatorio se llevaron a cabo 7 juntas de aclaraciones de dos sesiones cada una, con un total de 2,277 preguntas y respuestas.

Recepción y apertura de propuestas: El 12 de agosto de 2009 se realizó el evento de recepción y apertura de propuestas, con la participación de las empresas siguientes:

- 1) Abengoa México, S.A de C.V., presentó propuesta conjunta con Abener Energía, S.A.

2) Dragados Proyectos Industriales de México, S.A. de C.V., presentó propuesta conjunta con ACS Servicios, Comunicaciones y Energía México, S.A. de C.V., Cobra Concesiones, S.L. y Cobra Instalaciones y Servicios, S.A.

Una vez realizada la evaluación técnica y económica de ambas propuestas, el 31 de agosto de 2009 se emitió el fallo de la licitación. La propuesta ganadora presentada de manera conjunta por Abengoa México, S.A. de C.V. y Abener Energía, S.A., quienes ofrecieron las mejores condiciones de contratación.

El 18 de septiembre de 2009 se llevó a cabo la firma del contrato entre Petróleos Mexicanos, Pemex Gas y Petroquímica Básica, Pemex Exploración y Producción, Pemex Refinación y Pemex Petroquímica y la Sociedad de Propósito Específico Abengoa Cogeneración Tabasco, S. de R.L. de C.V., constituida por la empresa ganadora para el desarrollo del Proyecto de Cogeneración el Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex.

Al registrarse como un proyecto del mecanismo de desarrollo limpio de acuerdo al Protocolo de Kioto de la ONU, derivado de la reducción de emisiones a la atmósfera se podrán obtener ingresos por la venta de los denominados "Bonos de Carbono" por 10 MM USD al año.

Asimismo se reducirán emisiones de:

- Gases de efecto invernadero.
- 940 Mil toneladas de CO₂ anuales.
- Partículas (NO_x y SO_x).
- Gases de combustión con alta temperatura.

Con el desarrollo de este proyecto, Pemex da un gran paso hacia la autosuficiencia energética, ayudando a mejorar el medio ambiente y mejorando su eficiencia.

NOTA FINAL

Luz y Fuerza del Centro (LyFC) fue un organismo público descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio, que transmitió, distribuyó y comercializó energía eléctrica en la zona central de México: a todo el Distrito Federal, a 80 municipios del Estado de México, dos de Morelos, dos de Puebla y cinco de Hidalgo.

Durante la noche del sábado 10 de octubre, más de mil integrantes de la Policía Federal tomaron de manera pacífica las instalaciones de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro para así extinguir al organismo descentralizado, el 11 de octubre del 2009, por decreto presidencial, se dispuso su extinción; con lo que se inició su proceso de liquidación administrativa, con ello la operación eléctrica la llevará a cabo la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en todo el territorio nacional.

Es importante aclarar que ésta no es la primera ocasión en que se intenta extinguirla ya que con el fin de crear un solo organismo nacional encargado de la industria eléctrica del país, el presidente Luis Echeverría Álvarez autorizó en 1974 la disolución de la "Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A." y las otras empresas hermanas, para su posible fusión con la Comisión Federal de Electricidad. Con lo cual comienza una primera liquidación. Sin embargo, el Sindicato Mexicano de Electricistas se opuso radicalmente a tal medida. En una confrontación constante, la liquidación de las empresas de la Compañía de Luz se alargó y comenzó un período de estancamiento tanto de las paraestatales como del servicio que brindaban.

Coincidentemente en este período la Ciudad de México y su zona conurbana crecen sin medida en todas direcciones y muchos de los nuevos asentamientos se realizan sin servicios básicos, entre ellos los de energía eléctrica, por lo que se disparan las tomas clandestinas de particulares indiscriminadamente, los llamados "diablitos", y la distribución y comercialización se convierte en un reto constante.

El presidente Miguel de la Madrid Hurtado autoriza la firma en 1985 de un controvertido "Convenio de Delimitación de Zonas" por medio del cual las Compañías de Luz en su conjunto pierden el 50% de su extensión original en favor de la Comisión Federal de Electricidad, principalmente en los estados de Michoacán y Guerrero.

Por otro lado, el poder de convocatoria y de resistencia del Sindicato Mexicano de Electricistas, que a lo largo de su historia había obtenido importantes logros de justicia laboral para sus agremiados, se transforma en un sindicato que adquiere año tras año "conquistas laborales" que minan la operación y financiamiento de las Compañías de Luz.

El presidente Carlos Salinas de Gortari, plantea en 1989 una reforma a la Ley del Servicio Público de Energía, con la cual se prevé que el Ejecutivo Federal disponga la constitución, estructura y funcionamiento del servicio que venía proporcionando la

"Compañía de Luz y Fuerza del Centro en liquidación". Finalmente el 9 de febrero de 1994 emite un decreto por medio del cual se crea "Luz y Fuerza del Centro" como un organismo público descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio conformado por el que tenían las Compañías de Luz en liquidación.

Para principios del siglo XXI, "Luz y Fuerza del Centro" no pudo remontar el estancamiento de su anterior proceso de liquidación y el Contrato Colectivo de Trabajo con el SME bloqueó cualquier intento para modernizar la empresa. Se presume que desde 2003, el presidente Vicente Fox Quezada elaboró un proyecto de liquidación para terminar con ese Contrato Colectivo de Trabajo; sin embargo, decidieron aplazar la medida por cuestiones políticas y electorales.

El gobierno del presidente Felipe Calderón Hinojosa, a través de su secretario del Trabajo, intentaron mejorar la eficiencia de Luz y Fuerza mediante una reforma al contrato colectivo de trabajo con el SME, con el fin de establecer premios y recompensas a los trabajadores que cumplieran estándares de calidad en su trabajo, sin éxito alguno. Por el contrario, el sindicato siguió por la línea de los excesos y durante su elección interna se realizó un nuevo fraude electoral entre planillas a favor de la reelección de su líder. El 5 de octubre de 2009 el secretario del Trabajo y Previsión Social negó la toma de nota de la nueva dirigencia, por lo que las cuotas sindicales fueron congeladas en las cuentas bancarias. Y el 10 de octubre, el presidente decretó la final extinción y liquidación de "Luz y Fuerza del Centro" a partir del primer minuto del día bajo argumentos contrastados con los buenos resultados de la Comisión Federal de Electricidad, en que los recursos recibidos por el Luz y Fuerza son cada vez más onerosos sin que se refleje una mejora en la calidad del servicio, con costos cada vez más elevados, con una plantilla laboral que cada vez es más grande, y con privilegios en el Contrato Colectivo de Trabajo que otorga decisiones de la operación en beneficio de los intereses de su sindicato que no solucionan la problemática de los usuarios ni del organismo.

Por lo anterior, desde las 23:00 del día 10, la Policía Federal comenzó un operativo que duró unas dos horas para tomar las instalaciones de Luz y Fuerza del Centro en el Distrito Federal, Necaxa, Cuernavaca, Pachuca, Pedregal y Lechería. Y en los primeros minutos del día 11, la autoridad liquidadora nombró a la Comisión Federal de Electricidad para garantizar la operación del suministro de energía eléctrica.

La liquidación tendrá un costo de 20.000 millones de pesos, debido a que se ofrecerá a sus trabajadores beneficios adicionales a los estipulados por la Ley Federal del Trabajo y a lo que establece el Contrato Colectivo de Trabajo con el SME además, el Secretario de Hacienda y Crédito Público, Agustín Carstens, anunció la posibilidad de recontractar a unos 10,000 trabajadores, para integrarlos a la empresa u organismo que posteriormente se designe o se cree para sustituir a Luz y Fuerza del Centro.

Ante este hecho han surgido diversas posturas. Los empresarios se han congratulado por la extinción, porque consideran que fue una acción por el bien de México y para que se otorgue un servicio de suministro eléctrico de mejor calidad. Por su parte, el

Partido Revolucionario Institucional (PRI) señaló que lo ocurrido y sus costos son responsabilidad del gobierno de Calderón. A su vez, el Partido de la Revolución Democrática, rechazaron las justificaciones del gobierno para liquidar a la compañía. Mientras que, el Sindicato Mexicano de Electricistas ha declarado que emprenderá acciones legales contra la liquidación, por lo que la resolución final será resuelta por los tribunales.

El 13 de octubre de 2009, la Secretaría de Energía confirma que la Comisión Federal de Electricidad se hace cargo de las operaciones tales como generar, suministrar y comercializar la energía eléctrica en la zona centro del país que abarca Hidalgo, Puebla, Morelos, Estado de México y el Distrito Federal.

Después de la extinción de Luz y Fuerza del Centro, se presentaron diversos apagones en el Estado de México y Distrito Federal. Sin embargo, la Comisión Federal de Electricidad se ha encargado en reparar las fallas eléctricas, mientras que los gobiernos locales han culpado a los ex trabajadores de estos problemas. Por otro lado, el Sindicato Mexicano de Electricistas acusó a la policía y al ejército de obligar a los ex trabajadores a reparar las fallas eléctricas, argumentando que la CFE no ha podido cumplir con el servicio.

La compañía brindaba suministro eléctrico aproximadamente a 20 millones de personas en el Distrito Federal, Estado de México, Morelos, Hidalgo y Puebla. En agosto de 2009, registró pérdidas de un 32%, debido al robo al suministro eléctrico, dejando de percibir 16 millones de pesos. En octubre de 2009, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, reveló que la cartera de morosos de la compañía asciende a unos 7 mil millones de pesos. Además, en el transcurso del año se tenía previsto invertir 42 mil millones de pesos.

Un estudio socioeconómico efectuado por Banamex en 2009, señaló que en la CFE cada trabajador produce 1.75 gigavatios por lo que no es una empresa de clase mundial, ya que en la compañía italiana ENEL cada trabajador produce 7.5 y en LyFC cada trabajador producía únicamente 0.72 gigavatios.

Previamente al cierre de la compañía, la gerencia reportó cuentas por cobrar de 2 mil 160 millones de pesos a empresas privadas, cuyas deudas son de 8 años. La mayoría de las empresas corresponde a la industria de la transformación: fábricas de textiles, hule, plástico, papel, madera, hierro, aluminio, químicos y piel, incluyendo escuelas, gasolineras, hoteles, panaderías, productores de hielo, bodegas, lavanderías, oficinas, cines, cremerías, entre otros más.

En razón de lo expuesto y toda vez que la CFE a partir del 11 de octubre de 2009 será quien lleve a cabo la transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en todo el territorio nacional será con este Organismo con quien PEMEX tendrá que realizar los convenios adecuados, en caso de que se lleve a cabo la cogeneración de energía eléctrica por parte de Pemex Refinación

GLOSARIO DE TERMINOS

Autoabastecedor: Aquél que utiliza la producción de energía eléctrica para fines de autoconsumo, siempre y cuando esa energía provenga de plantas destinadas a la satisfacción de necesidades del conjunto de copropietarios o socios.

Cargos por demanda máxima: Entre mayor sea la demanda de energía en un momento dado por un período de 15 minutos, más alto será también el cargo por demanda. Entre más uniformemente se pueda repartir el consumo de energía eléctrica en una planta, más bajo será el cargo por demanda.

Cargos por energía consumida: Los costos de operación de la parte de la factura de consumo de energía eléctrica se basan en el número de kWh registrados en el término de cierto período. Para establecer comparaciones, tómesese en consideración este período de facturación. El número de días de trabajo y el número de días cubiertos tendrán diferencias.

Cargos por bajo factor de potencia: Debido a que la compañía suministradora la CFE tendrá que transmitir una corriente mayor a un sistema con bajo factor de potencia, que si hacia otro cuyo factor de potencia sea más alto, se ha introducido una cláusula al respecto para llevar a cabo la facturación. Esta cláusula ofrece una reducción en las cuotas de consumo para cargas con factor de potencia alto, o impone una multa si el factor de potencia es bajo.

Estructura de las tarifas: La estructura de las tarifas por consumo de energía eléctrica se basa en los costos de suministro a los usuarios, por lo cual se han tomado en cuenta las diferencias regionales, estaciones del año, horarios de consumo, nivel de la tensión de suministro y la demanda.

Cogenerador: Es aquél que utiliza la energía térmica o los combustibles producidos en sus procesos productivos para generar, directa o indirectamente, energía eléctrica.

Coque: Producto sólido, muy cargado de carbono, de densidad próxima a 1.2, color entre pardo oscuro y gris negro y estructura celular o granular.(sirve para la fabricación de electrodos de grafito artificial, abrasivos, pigmentos, y como combustible).

Hidrosulfurizadoras: Son plantas utilizadas para eliminar azufre y tienen por objeto elevar el número de octano de la nafta pesada.

Isomerizadoras: Son plantas de proceso que proporcionan mayor cantidad y calidad en el octanaje de las gasolinas comerciales.

MW: Un millón de watts.

Pequeño productor: Se entiende como tal al particular cuya generación de energía se destine para la venta a la Comisión Federal de Electricidad en su totalidad, con una capacidad menor a 30 MW en un área determinada por la Secretaría de Energía.

Productor independiente: Es aquél que proporciona una generación de energía eléctrica superior a los 30 MW, destinada exclusivamente para su venta a la Comisión Federal de Electricidad.

Reconfiguración: Agregar nuevos elementos constitutivos a las áreas operativas de las refinerías con el fin de aumentar su eficiencia y productividad.

Servicio público: Institución jurídico-administrativa en la que el titular es el Estado y cuya única finalidad consiste en satisfacer de una manera regular, continua y uniforme necesidades públicas de carácter esencial, básico o fundamental; se concreta a través de prestaciones individualizadas las cuales podrán ser suministradas directamente por el Estado o por particulares mediante concesión. Por su naturaleza, estará siempre sujeta a normas y principios de derecho público.

BIBLIOGRAFÍA:

Burgoa Orihuela, Ignacio. *Derecho Constitucional*, Ed. Porrúa, México 1973.

Colmenares Cesar Francisco. *Pemex Crisis y Reestructuración*, Ed. Programa Universitario de Economía, México 1991.

Congreso de la Unión, XLIV Legislatura. *Libro de expedientes del Ramo Público*, Ed. Porrúa, México 2000.

De la Vega Navarro, Ángel. *La evolución del componente petrolero en el desarrollo y transición de México*, Edit. Programa Universitario de Energía, México 1999.

J. Bermúdez, Antonio. *La Política Petrolera Mexicana*; Ed. Galache, México 1976.

Krauze Enrique. *La presidencia Imperial*, Ed. FCE, México 2000.

Ley del Servicio Público de Energía, 1975.

Ley del Servicio Público de Energía, 1992.

Libro de Expedientes del Ramo Público. AHyML, Congreso XLIV, México 2000.

Ramírez Martínez, Sergio Antonio. *Diversos problemas legales de Petróleos Mexicanos*, Tesis Profesional, Escuela Libre de Derecho, 1976

Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, 1993.

Rodríguez Padilla, Víctor Hugo. *Impacto de la Reforma Económica Sobre las inversiones de la Industria Eléctrica en México: El regreso del capital privado como palanca de desarrollo*, ONU/CEPAL, Santiago de Chile 1999.

Secretaría de Energía. *Breve cronología del Sector de Energía*, México 1999.

Secretaría de Energía. *Propuesta de cambio estructural de la industria eléctrica en México*, México 2000.

Senado de la República. *El debate sobre la reforma eléctrica*, México 2003.

Soberanes Fernández, José Luís. *El Derecho Ambiental en América del Norte y el Sector Eléctrico Mexicano*, Instituto de Investigaciones Jurídicas de la UNAM, México 2004.

Suárez Guevara, Sergio. *Pemex y el Desarrollo Económico Mexicano (Aspectos Básicos)* Ed. Porrúa, México 2001.

Tovar Landa Ramiro (compilador), *Reforma estructural del Sector Eléctrico*, ITAM Porrúa, México 2000.

Hemerografía:

Cámara de Diputados, *Diario de los debates de la Cámara de Diputados*, Legislatura XLIV, México 1960.

Hartley, Meter. *Reforma del Sector Eléctrico, Centro de Investigación y Docencia Económica*, México 1999.

Instituto Mexicano del Petróleo, *Energéticos en México*, marzo del 2000.

Presidencia de la República, *V Informe de Gobierno*, 1° de septiembre de 1999.

Reyes Tepach, Marcial. *La participación privada en la industria eléctrica nacional y la propuesta de la modernización en el Sector Eléctrico*, Análisis Económico Número 34 volumen XVI, México 2001.

ANEXOS

Tabla "A"

Energía en Kwh generada y consumida por cada Centro de Trabajo de Pemex Refinación durante 2003, por medio del Convenio SWAP de Energía Eléctrica

	Año 2003	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio
Cadereyta	Generación Propia	30,337,760	25,272,940	21,429,990	24,125,600	32,638,230
	Porteo PPQ y P. Ref.	23,982,313	23,888,048	33,565,715	24,215,502	27,175,741
	Consumo a la CFE	637,747	104,538	0	7,293,255	4,578,342
Madero	Generación Propia	53,959,630	52,469,660	55,762,590	56,939,480	62,226,140
	Entrega a la C.F.E.	0	0	2,022,559	1,801,408	2,900,805
	Porteo PPQ y P. Ref.	62,578	33,318	40,732	182,910	46,253
	Consumo a la CFE	0	0	93,366	116,524	0
Minatitlán	Generación Propia	24,715,830	24,317,630	23,157,170	19,489,550	23,422,030
	Entrega a la C.F.E.	2,010,961	2,005,430	1,462,706	0	1,289,045
	Porteo PPQ y P. Ref.	0	7,364	1,503,906	2,521,781	819,816
Salamanca	Generación Propia	47,425,650	46,063,670	46,078,490	46,396,300	47,397,600
	Entrega a la C.F.E.	1,853,423	1,973,589	2,286,873	4,918,278	3,437,737
	Porteo PPQ y P. Ref.	618	0	34,503	0	12,300
Salina Cruz	Generación Propia	48,451,170	47,456,500	48,613,160	47,957,400	49,045,520
	Entrega a la C.F.E.	2,203	128,858	39,748	313	25,480
	Porteo PPQ y P. Ref.	1,509,680	1,022,714	2,515,015	2,768,453	2,126,195
	Consumo a la CFE	0	0	0	142,043	1,969
Tula	Generación Propia	52,717,000	52,748,000	60,757,000	62,257,480	63,625,550
	Entrega a la C.F.E.	1,081,683	732,429	21,069	764,277	2,906,104
	Porteo PPQ y P. Ref.	132,725	1,872,674	1,922,420	1,208,718	645,367
	Consumo a la CFE	0	0	0	242,318	0

	Año 2003	Agosto	Sept.	Octubre	Nov.	Dic.
Cadereyta	Generación Propia	35,294,260	32,102,859	35,909,490	34,568,860	32,181,580
	Porteo PPQ y P. Ref.	23,153,690	31,202,548	26,171,158	23,218,686	31,774,816
	Consumo a la CFE	2,525,544	2,182	0	0	0
Madero	Generación Propia	58,503,780	55,510,136	59,188,045	58,401,496	60,050,650
	Entrega a la C.F.E.	3,756,436	4,693,873	4,772,570	6,892,327	5,890,430
	Porteo PPQ y P. Ref.	24,135	105,103	504,468	0	46,519
Minatitlán	Generación Propia	25,331,010	25,972,784	21,923,490	21,307,850	26,573,310
	Entrega a la C.F.E.	2,888,050	3,074,584	2,410,701	1,806,805	3,292,725
	Porteo PPQ y P. Ref.	312,571	52,871	3,437,803	2,553,316	32
	Consumo a la CFE	0	0	247,171	265,843	0
Salamanca	Generación Propia	45,786,580	44,912,710	46,071,380	42,753,620	44,494,250
	Entrega a la C.F.E.	2,745,317	3,697,790	5,189,557	3,730,912	4,659,295
	Porteo PPQ y P. Ref.	98,288	19,269	2,882	0	11,310
	Consumo a la CFE	9,043	0	0	0	238
Salina Cruz	Generación Propia	50,258,220	48,599,650	49,157,910	49,592,580	51,439,190
	Entrega a la C.F.E.	66,085	8,041	406,095	808,914	374,938
	Porteo PPQ y P. Ref.	1,628,331	2,086,936	1,023,624	279,664	572,124
Tula	Generación Propia	67,361,000	64,155,400	58,855,690	60,781,940	68,123,300
	Entrega a la C.F.E.	1,403,393	2,350,871	2,588,269	1,203,605	2,691,994
	Porteo PPQ y P. Ref.	178,235	92,982	1,158,808	3,185,846	411,908
	Consumo a la CFE	0	0	0	9,662	438,236

Resumen Tabla "A"

Año 2003	Generación Propia	Entrega a CFE	Porteo PPQ y Pemex Refinación	Consumo a la CFE
Cadereyta	303,861,569	0	268,348,217	15,141,608
Madero	573,011,607	32,730,408	1,046,016	209,890
Minatitlan	236,210,654	20,241,007	11,209,460	513,014
Salamanca	457,380,250	34,492,771	179,170	9,281
Salina Cruz	490,571,300	1,860,675	15,532,736	144,012
Tula	611,382,360	15,743,694	10,809,683	690,216
TOTALES	2,672,417,740	105,068,555	307,125,282	16,708,021

Porcentajes Tabla "A"

Total energía consumida por las Refinerías durante el Convenio SWAP en 2003

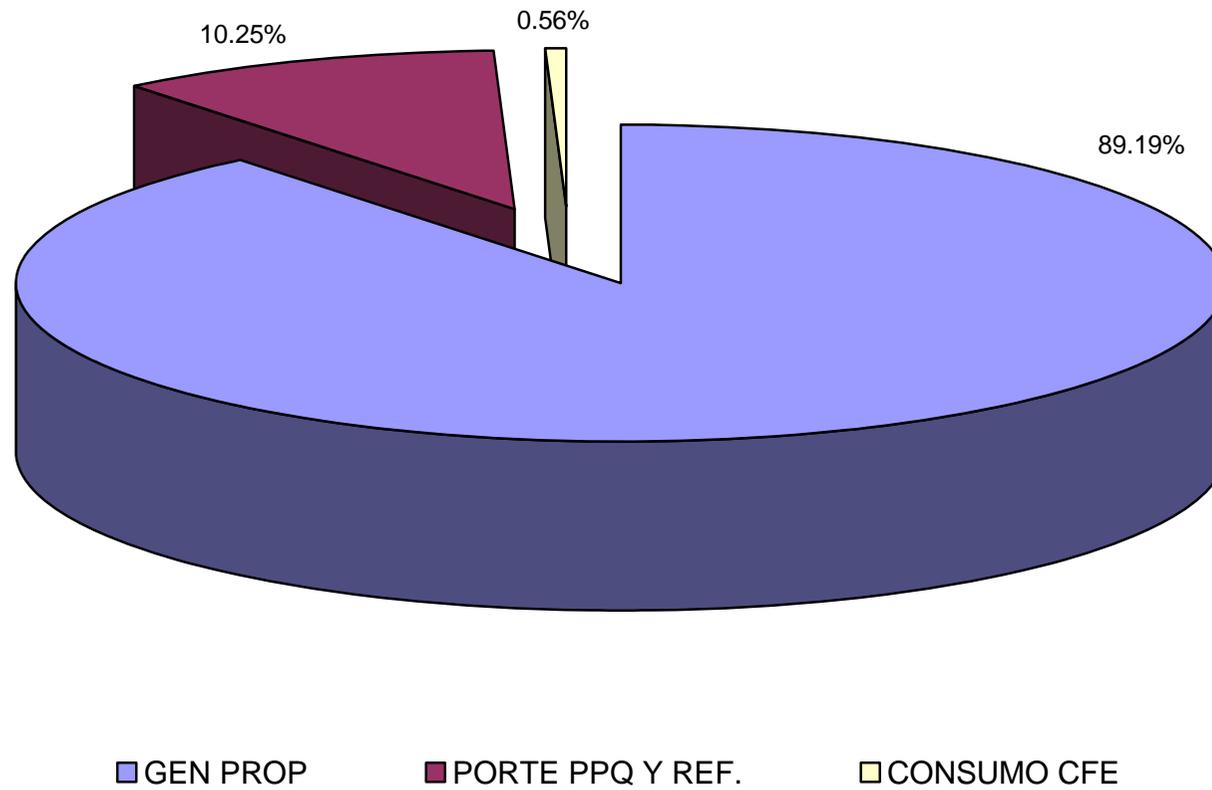


TABLA I

Energía entregada por la REFINERÍA MADERO a la CFE en Kwh a los Centros con déficit durante el Convenio SWAP en el año 2003 (Fuente Pemex Refinación)

	Centros Consumidores	Energía Porteadada	Consumo Kwh	Precio Unitario \$Pesos	Costo Total \$ Pesos
Mayo		2,022,559		1.145	2,315,015.41
	Ref. Cadereyta		1,981,827		2,268,393.68
	Ref. Madero		40,732		46,621.73
	<i>Totales</i>		<i>2,022,559</i>		<i>2,315,015.41</i>
Junio		1,801,408		1.263	2,275,930.21
	Ref. Cadereyta		1,618,498		2,044,838.53
	Ref. Madero		182,910		231,091.68
	<i>Totales</i>		<i>1,801,408</i>		<i>2,275,930.21</i>
Julio		2,900,805		1.181	3,427,033.65
	Pemex Naranjos		498,605		589,055.84
	P.R. Victoria		495,231		585,069.77
	Pemex Satelite MTY.		468,596		553,602.97
	Est.Bombeo Gonzalez		387,954		458,331.88
	Isla Cayacal		181,211		214,084.09
	Pemex Tecate		95,952		113,358.44
	Ref. Madero		46,253		54,643.65
	P.R. Urano 420A		21,027		24,841.46
	P.R. Urano 420B		13,365		15,789.52
	Cadereyta 115 KV		10,582		12,501.66
	P.R. Urano 420		8,345		9,858.85
	T.M. Pajaritos		673,684		795,895.53
	<i>Totales</i>		<i>2,900,805</i>		<i>3,427,033.65</i>
Agosto		3,756,436		1.063	3,993,634.21
	Ref. Madero		24,135		25,658.99
	Ref. Cadereyta		3,732,301		3,967,975.22
	<i>Totales</i>		<i>3,756,436</i>		<i>3,993,634.21</i>
Septiembre		4,693,873		1.148	5,390,468.63
	Ref. Madero		105,103		120,700.84
	Ref. Cadereyta		4,588,770		5,269,767.79
	<i>Totales</i>		<i>4,693,873</i>		<i>5,390,468.63</i>
Octubre		4,772,570		1.064	5,075,800.96
	Ref. Madero		504,468		536,519.98
	Ref. Cadereyta		4,268,102		4,539,280.98
	<i>Totales</i>		<i>4,772,570</i>		<i>5,075,800.96</i>
Noviembre	Ref. Madero	6,892,327		1.098	7,570,079.70
	Ref. Cadereyta		6,892,327		7,570,079.70
	<i>Totales</i>		<i>6,892,327</i>		<i>7,570,079.70</i>
Diciembre	Ref. Madero	5,890,430		1.159	6,829,873.48
	Ref. Cadereyta		5,843,911		6,775,935.33
	Ref. Madero		46,519		53,938.15
	<i>Totales</i>		<i>5,890,430</i>		<i>6,829,873.48</i>

TABLA II

Energía entregada por la REFINERÍA MINATITLAN a la CFE en Kwh a los Centros con déficit durante el Convenio SWAP en el año 2003 (Fuente Pemex Refinación)

	Centros Consumidores	Energía Porteadada	Consumo Kwh	Precio Unitario \$ Pesos	Costo Total \$ Pesos
Marzo		2,010,961		1.877	3,774,573.80
	Ref. Salina Cruz		1,509,680		2,833,669.36
	Ref. Cadereyta		344,740		647,076.98
	T.M. Tuxpam		156,540		293,825.58
	Ref. Minatitlan		1		1.88
	<i>Totales</i>		<i>2,010,961</i>		<i>3,774,573.80</i>
Abril		2,005,430		1.128	2,261,697.48
	Ref. Tula		1,140,245		1,285,953.26
	T.M. Tuxpam		857,821		967,439.20
	Ref. Minatitlan		7,364		8,305.02
	<i>Totales</i>		<i>2,005,430</i>		<i>2,261,697.48</i>
Mayo		1,462,706		1.107	1,618,767.34
	Casas IRA		72,500		80,235.28
	Ref. Minatitlan		1,390,206		1,538,532.06
	<i>Totales</i>		<i>1,462,706</i>		<i>1,618,767.34</i>
Julio		1,289,045		1.143	1,473,567.15
	Bocatoma		747,360		854,341.89
	Ref. Minatitlan		541,685		619,225.26
	<i>Totales</i>		<i>1,289,045</i>		<i>1,473,567.15</i>
Agosto		2,888,050		1.021	2,949,959.47
	Bocatoma		1,079,641		1,102,784.64
	Ref. Minatitlan		312,571		319,271.41
	Ref. Cadereyta		1,495,838		1,527,903.42
	<i>Totales</i>		<i>2,888,050</i>		<i>2,949,959.47</i>
Septiembre		3,074,584		1.101	3,386,553.92
	Ref. Minatitlan		52,871		58,235.68
	Ref. Cadereyta		3,021,173		3,327,723.45
	<i>Totales</i>		<i>3,074,044</i>		<i>3,385,959.13</i>
Octubre		2,410,701		1.017	2,452,495.32
	Ref. Minatitlan		2,410,701		2,452,495.32
Noviembre		1,806,805		1.052	1,900,047.48
	Ref. Minatitlan		1,806,805		1,900,047.48
Diciembre		3,292,725		1.111	3,659,065.68
	Ref. Cadereyta		3,292,693		3,659,030.12
	Ref. Minatitlan		32		35.56
	<i>Totales</i>		<i>3,292,725</i>		<i>3,659,065.68</i>

TABLA III

Energía entregada por la REFINERÍA SALAMANCA a la CFE en Kwh a los Centros con déficit durante el Convenio SWAP en el año 2003 (Fuente Pemex Refinación)

	Centros Consumidores	Energía Porteadada	Consumo Kwh	Precio Unitario \$ Pesos	Costo Total \$ Pesos
Marzo		1,853,423		1.963	3,638,269.35
	T.M. Tuxpam		910,608		1,787,523.50
	Bocatoma (Ref. Mina)		878,350		1,724,201.05
	Pemex Satélite MTY.		63,847		125,331.66
	Ref. Salamanca		618		1,213.13
	<i>Totales</i>		<i>1,853,423</i>	<i>1.963</i>	<i>3,638,269.35</i>
Abril		1,973,589		1.212	2,391,154.25
	T.T. GLP Salina Cruz		696,972		844,434.97
	Ref. Salina Cruz		893,856		1,082,975.01
	Ref. Minatitlan		355,923		431,227.98
	Ref. Salamanca		26,838		32,516.29
	<i>Totales</i>		<i>1,973,589</i>	<i>1.212</i>	<i>2,391,154.25</i>
Mayo		2,286,873		1.187	2,714,621.39
	Bocatoma (Ref. Mina)		772,535		917,033.89
	Ref. Cadereyta		1,479,835		1,756,630.89
	Ref. Salamanca		34,503		40,956.62
	<i>Totales</i>		<i>2,286,873</i>	<i>1.187</i>	<i>2,714,621.39</i>
Junio		4,918,278		1.306	6,421,940.18
	Ref. Cadereyta		1,458,131		1,903,924.52
	Ref. Minatitlan		2,521,781		3,292,763.59
	Bocatoma (Ref. Mina)		871,393		1,137,803.46
	Casas IRA (Ref. Sal)		66,973		87,448.62
	<i>Totales</i>		<i>4,918,278</i>	<i>1.306</i>	<i>6,421,940.18</i>
Julio		3,437,737		1.224	4,208,512.01
	SUB 10 (Ref. SCZ)		1,272,974		1,558,387.50
	Ref. Cadereyta		2,080,007		2,546,365.37
	IRA (Ref. Salamanca)		72,456		88,701.36
	Ref. Salamanca		12,300		15,057.78
	<i>Totales</i>		<i>3,437,737</i>	<i>1.224</i>	<i>4,208,512.01</i>
Agosto		2,745,317		1.108	3,041,855.04
	Ref. Cadereyta		2,575,015		2,853,157.71
	IRA (Ref. Salamanca)		72,014		79,792.66
	Ref. Salamanca		98,288		108,904.67
	<i>Totales</i>		<i>2,745,317</i>	<i>1.108</i>	<i>3,041,855.04</i>
Septiembre	Ref. Salamanca	3,697,790		1.197	4,427,442.51
	Ref. Cadereyta		2,854,634		3,417,913.92
	Bocatoma (Ref. Mina)		756,326		905,565.18
	IRA (Ref. Salamanca)		67,561		80,892.22
	Ref. Salamanca		19,269		23,071.18
	<i>Totales</i>		<i>3,697,790</i>	<i>1.197</i>	<i>4,427,442.51</i>

	Centros Consumidores	Energía Porteadada	Consumo Kwh	Precio Unitario \$ Pesos	Costo Total \$ Pesos
Octubre		5,189,557		1.112	5,770,505.07
	Ref. Cadereyta		4,416,460		4,910,863.26
	Bocatoma (Ref. Mina)		700,904		779,367.12
	IRA (Ref. Salamanca)		69,311		77,070.06
	Ref. Salamanca		2,882		3,204.63
	<i>Totales</i>		<i>5,189,557</i>	<i>1.112</i>	<i>5,770,505.07</i>
Noviembre		3,730,912		1.147	4,280,360.57
	Ref. Cadereyta		2,887,464		3,312,698.63
	Bocatoma (Ref. Mina)		776,563		890,926.84
	IRA (Ref. Salamanca)		66,885		76,735.10
	<i>Totales</i>		<i>3,730,912</i>	<i>1.147</i>	<i>4,280,360.57</i>
Diciembre		4,659,295		1.210	5,637,399.37
	Ref. Cadereyta		3,504,149		4,239,758.88
	Bocatoma (Ref. Mina)		1,037,914		1,255,798.51
	IRA (Ref. Salamanca)		105,922		128,157.72
	Ref. Salamanca		11,310		13,684.26
	<i>Totales</i>		<i>4,659,295</i>	<i>1.210</i>	<i>5,637,399.37</i>

TABLA IV

Energía entregada por la REFINERÍA SALINA CRUZ a la CFE en Kwh a los Centros con déficit durante el Convenio SWAP en el año 2003 (Fuente Pemex Refinación)

	Centros Consumidores	Energía Porteadada	Consumo Kwh	Precio Unitario \$ Pesos	Costo Total \$ Pesos
Marzo		2,203		1.877	4,135.03
	T.M. Pajaritos		2,203		4,135.03
Abril		128,858		1.128	145,351.82
	Ref. Salina Cruz		128,858		145,351.82
Mayo		39,748		1.107	44,001.04
	Ref. Salina Cruz		39,748		44,001.04
Junio		313		1.226	383.74
	Ref. Salina Cruz		313		383.74
Julio		25,480		1.141	29,080.32
	Ref. Salina Cruz		25,480		29,080.32
Agosto		66,085		1.021	67,472.79
	Ref. Salina Cruz		66,085		67,472.79
			66,085	1.021	67,472.79
Septiembre		8,041		1.101	8,853.14
	Ref. Salina Cruz		8,041		8,853.14
Octubre		406,095		1.017	412,998.62
	Ref. Salina Cruz		406,095		412,998.62
Noviembre		808,914		1.052	850,977.53
	Ref. Salina Cruz		279,664		294,206.53
	Ref. Cadereyta		529,250		556,771.00
	<i>Totales</i>		<i>808,914</i>	<i>1.052</i>	<i>850,977.53</i>
Diciembre		374,938		1.101	412,806.74
	Ref. Salina Cruz		374,938		412,806.74

TABLA V

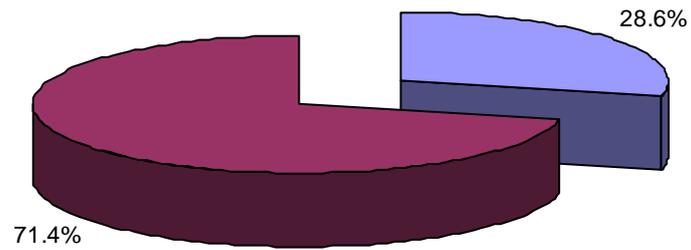
Energía entregada por la REFINERÍA TULA a la CFE en Kwh a los Centros con déficit durante el Convenio SWAP en el año 2003 (Fuente Pemex Refinación)

	Centros Consumidores	Energía Porteadada	Consumo Kwh	Precio Unitario \$ Pesos	Costo Total \$ Pesos
Marzo		1,081,683		1.941	2,099,546.70
	Pemex Satellite MTY.		329,921		640,376.66
	Ref. Cadereyta		333,082		646,512.16
	Isla Cayacal		177,012		343,580.29
	T.M. Pajaritos		132,725		257,619.23
	Ref. Tula		108,943		211,458.36
	<i>Totales</i>		1,081,683	1.941	2,099,546.70
Abril		732,429		1.190	871,590.51
	Ref. Tula		732,429		871,590.51
Mayo		21,069		1.160	24,440.04
	Ref. Tula		21,069		24,440.04
Junio		764,277		1.295	989,738.72
	Ref. Tula		764,277		989,738.72
Julio		2,906,104		1.203	3,496,043.11
	T.M. Tuxpan		1,080,259		1,299,551.58
	Ref. Salina Cruz		827,741		995,772.42
	Ref. Minatitlan		278,131		334,591.59
	T.M. Pajaritos		74,606		89,751.02
	Ref. Tula		645,367		776,376.50
	<i>Totales</i>		2,906,104	1,203	3,496,043.11
Agosto		1,403,393		1.086	1,524,084.80
	Ref. Cadereyta		1,225,158		1,330,521.59
	Ref. Tula		178,235		193,563.21
	<i>Totales</i>		1,403,393	1.086	1,524,084.80
Septiembre		2,350,871		1.173	2,757,571.68
	Ref. Cadereyta		2,257,899		2,648,515.53
	Ref. Tula		92,982		109,067.89
	<i>Totales</i>		2,350,881	1.173	2,757,583.41
Octubre		2,588,269		1.088	2,816,036.67
	Ref. Cadereyta		1,429,461		1,555,253.57
	Ref. Tula		1,158,808		1,260,783.10
	<i>Totales</i>		2,588,269	1.088	2,816,036.67
Noviembre		1,203,605		1.123	1,351,648.42
	Ref. Tula		1,203,605		1,351,648.42
Diciembre		2,691,994		1.185	3,190,012.89
	Ref. Cadereyta		382,674		453,468.69
	Ref. Tula		2,309,320		2,736,544.20
	<i>Totales</i>		2,691,994	1.185	3,190,012.89

Gráficas Porcentajes Tablas I y II

Tabla I

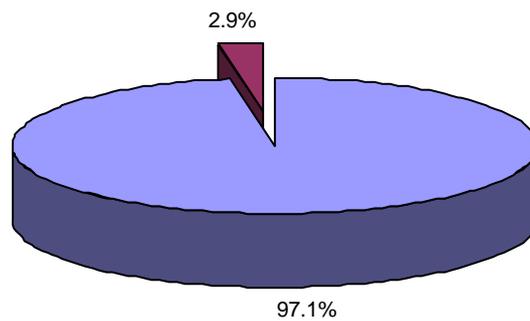
ENERGIA PORTEADA POR LA REFINERIA SALINA CRUZ



- Energía transportada a otros Centros de Trabajo
- Energía transportada a la misma Refinería

Tabla II

ENERGIA PORTEADA POR LA REFINERIA MADERO

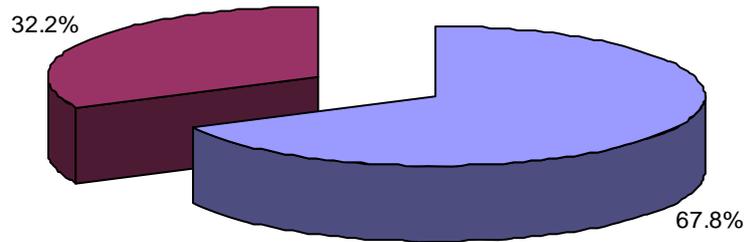


- Energía transportada a otros Centros de Trabajo
- Energía transportada a la misma Refinería

Gráficas Porcentajes Tablas III y IV

Tabla III

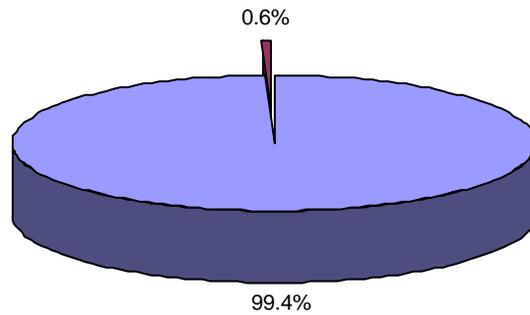
ENERGIA PORTEADA POR LA REFINERIA MINATITLAN



- Energía portead a otros Centros de Trabajo
- Energía portead a la misma Refinería

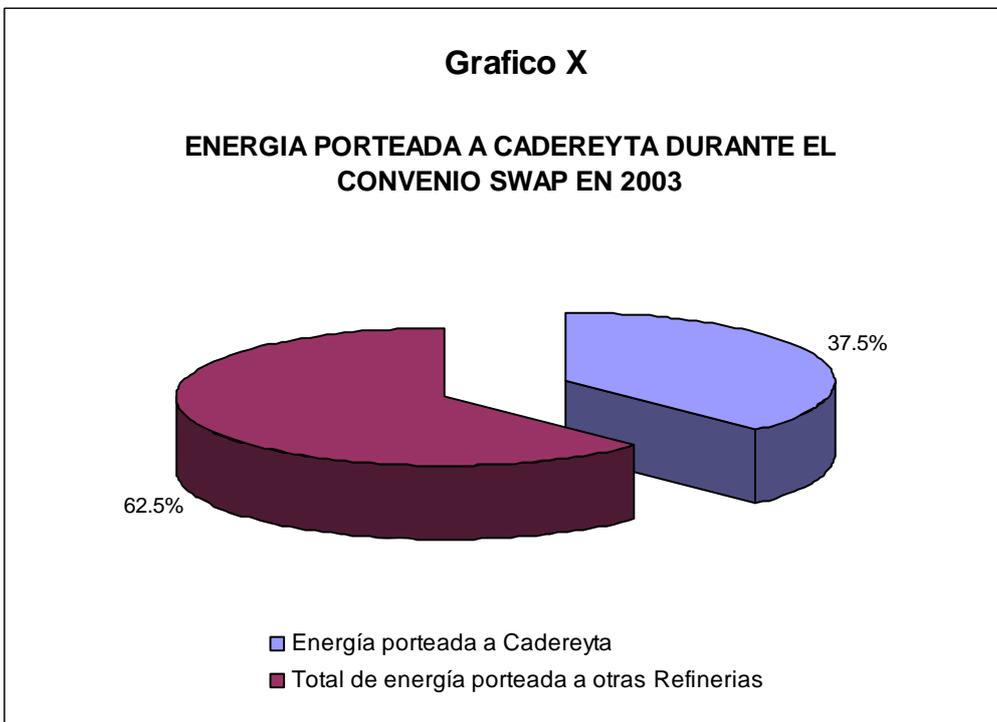
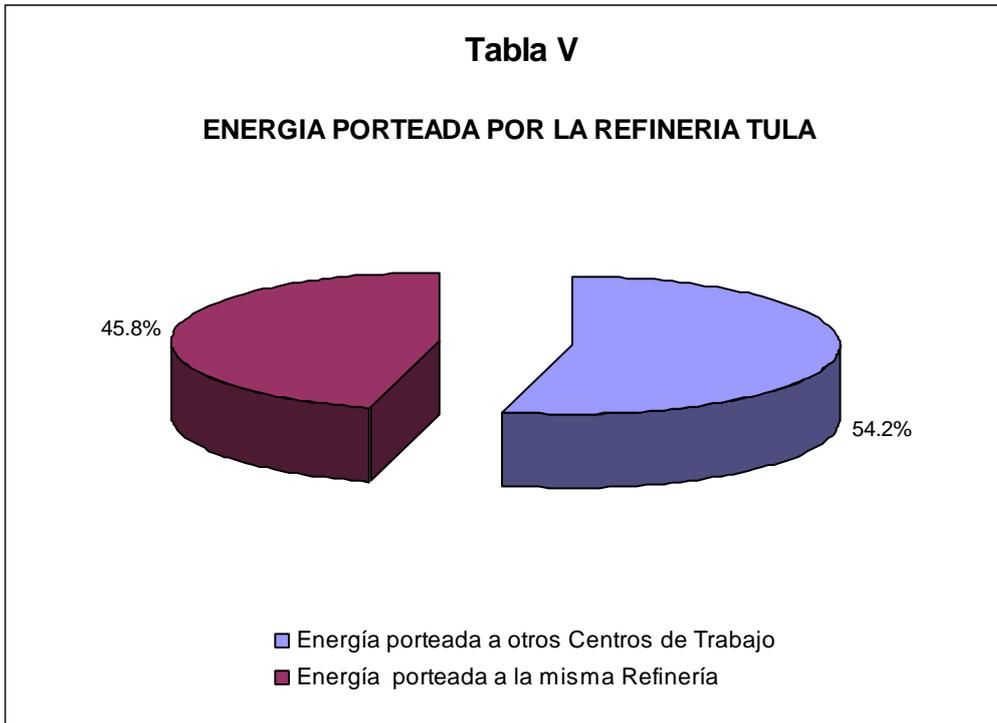
Tabla IV

ENERGIA PORTEADA POR LA REFINERIA SALAMANCA



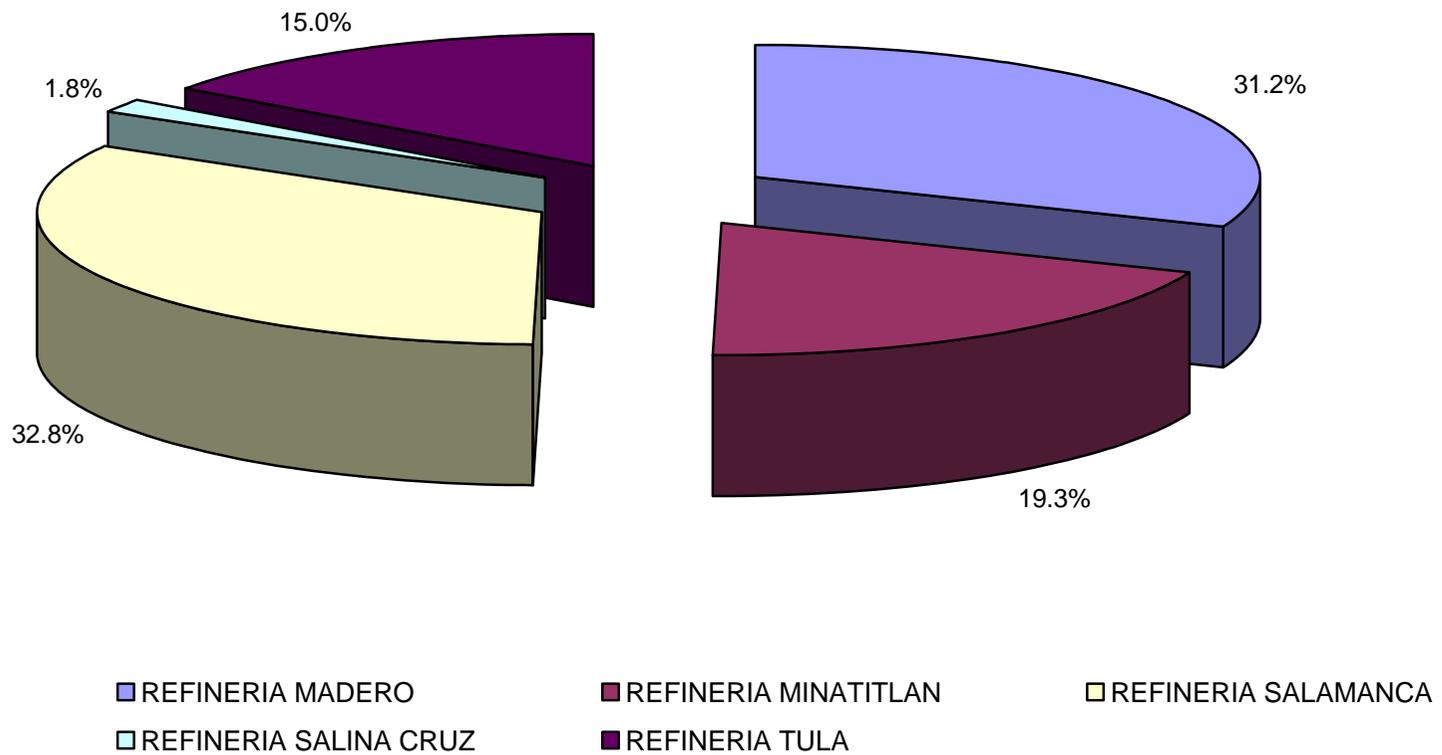
- Energía portead a otros Centros de Trabajo
- Energía portead a la misma Refinería

Gráficas Porcentajes Tabla V



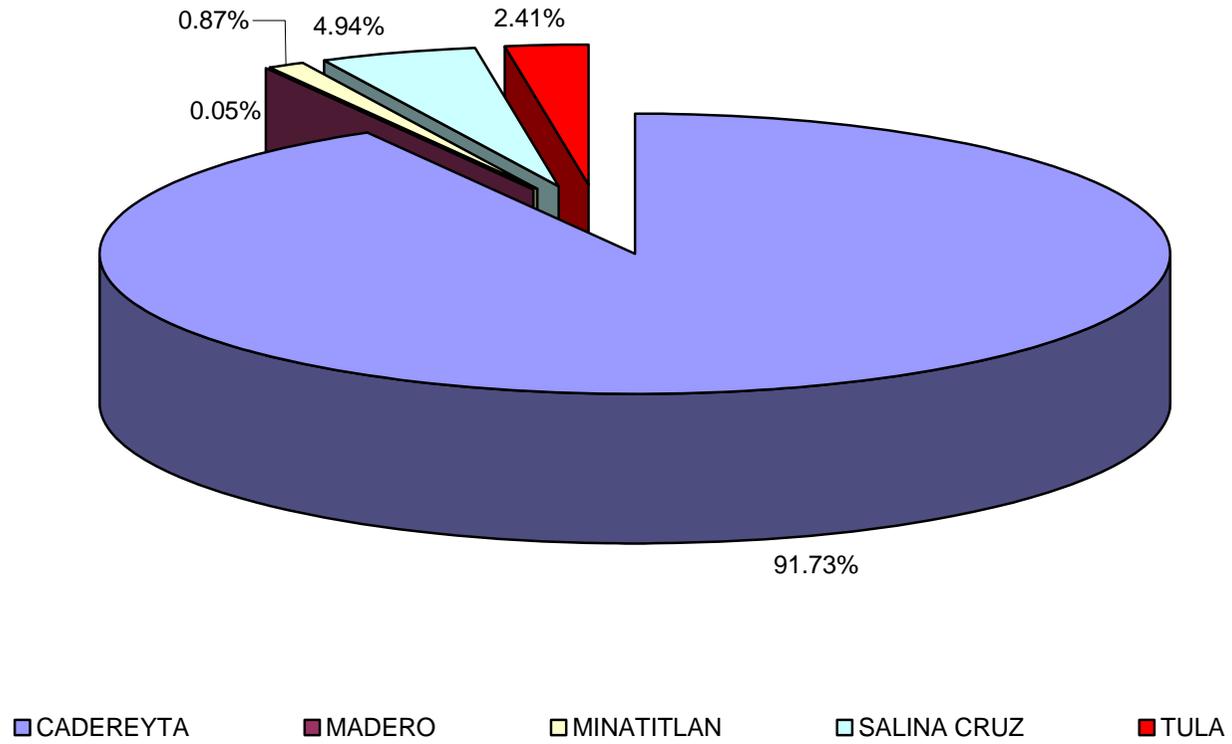
Porcentajes Tabla "a"

ENERGIA ENTREGADA POR LAS REFINERIAS A LOS CENTROS CON DEFICIT



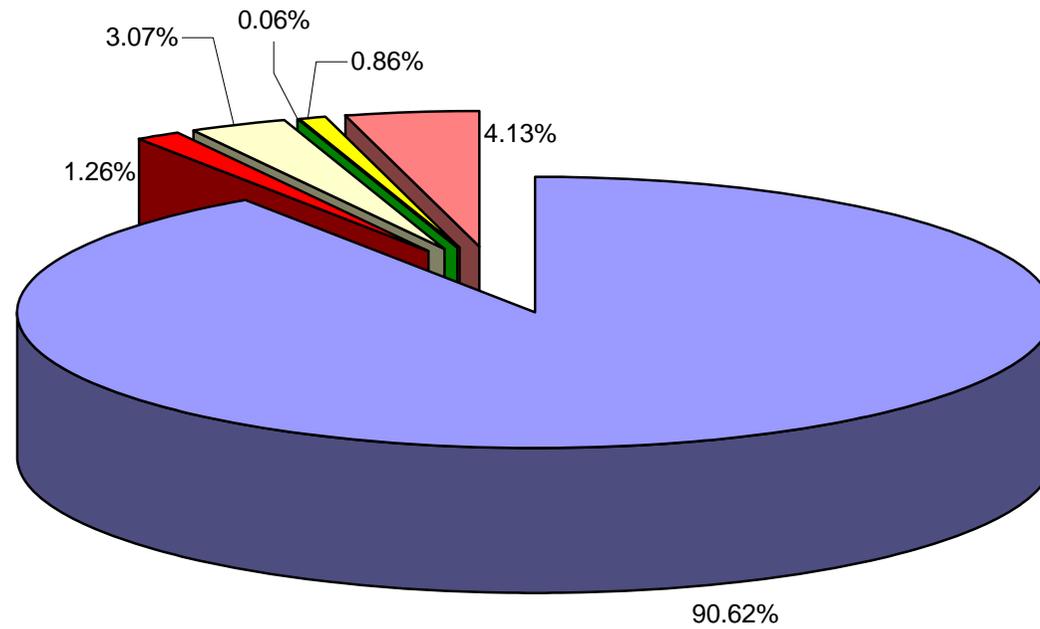
Porcentajes Tabla "e"

ENERGIA PORTEADA POR PETROQUIMICA A LAS REFINERIAS



Porcentajes Tabla "f"

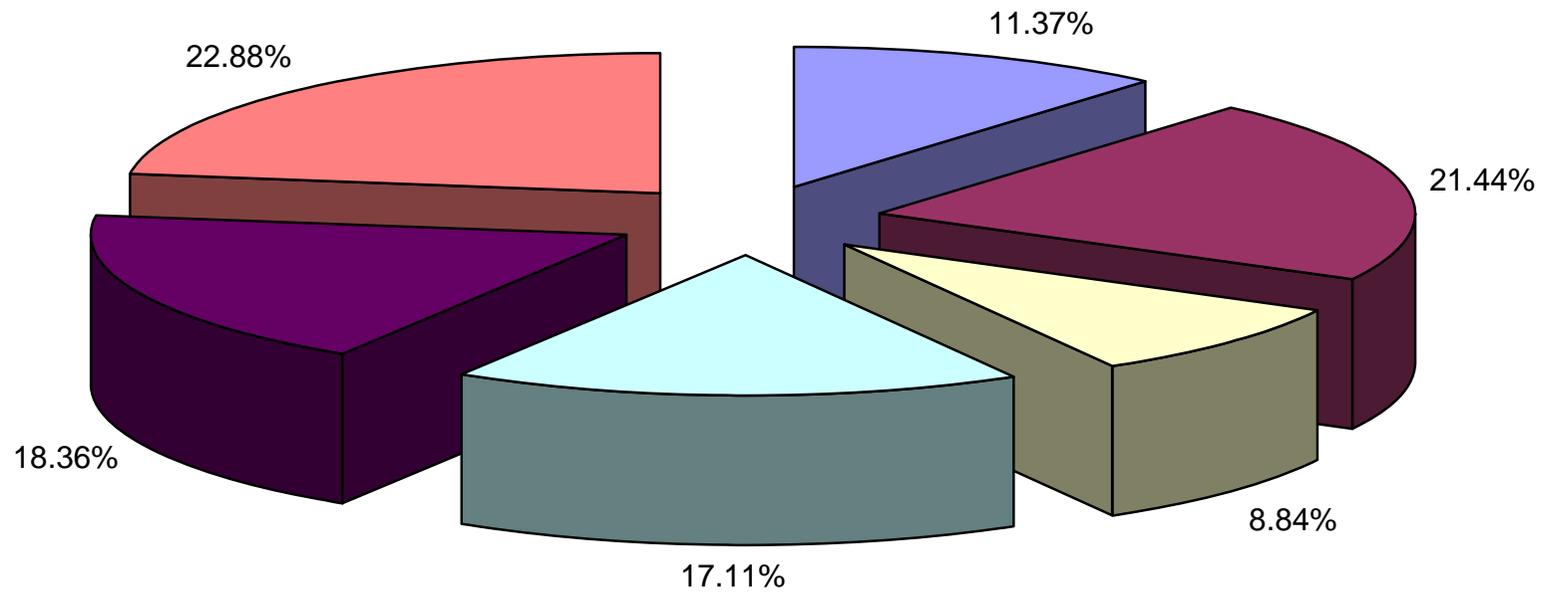
ENERGIA UTILIZADA DE CFE POR LAS REFINERIAS



■ CADEREYTA ■ MADERO ■ MINATITLAN ■ SALAMANCA ■ SALINA CRUZ ■ TULA

Porcentajes Tabla "h"

GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA POR PARTE DE LAS REFINERIAS



■ CADEREYTA ■ MADERO ■ MINATITLAN ■ SALAMANCA ■ SALINA CRUZ ■ TULA

Porcentajes Tabla "i"

TOTAL ENERGIA CONSUMIDA POR CADA REFINERIA EN 2003 DURANTE LA DURACIÓN DEL CONVENIO

